بانک خاورمیانه
Middle East Bank

بررسی

ناترازی انرژی در ایران

مرکز تحقیقات اقتصادی بانک خاورمیانه
تهیه‌کنندگان: حسین سلطان آبادی، باقر قائدی

تابستان ۱۴۰۴

این صفحه به ضرورت صفحه‌آرایی سفید گذاشته شده است

بانک خاورمیانه
Middle East Bank

ناترازی انرژی در ایران

تابستان ۱۴۰۴

یادآوری:

آمار و اطلاعات استفاده شده در این گزارش بر مبنای داده‌هایی است که در زمان انتشار آن (شهریور ۱۴۰۴) از منابع معتبری که در متن یا زیرنویس‌ها ذکر شده‌اند، قابل دسترسی بوده است. آمار، اطلاعات و تحلیل‌های ارائه شده در این گزارش صرفاً جنبه اطلاع‌رسانی داشته و هیچ مسئولیت یا تعهدی را از سوی بانک خاورمیانه و یا سازمان‌ها و افراد وابسته به آن ایجاد نمی‌کند.

مرکز تحقیقات اقتصادی | بانک خاورمیانه

تهیه کنندگان: حسین سلطان آبادی، باقر قائدی
طراح ساختار بصری: حنانه نیازمند
صفحه‌آرا: میترا دهقانی

تابستان ۱۴۰۴

خلاصه مدیریتی

ظرفیت اسمي نیروگاه‌هاي تولید برق ایران از ۲۹/۰ گیگاوات در پایان سال ۱۳۸۰ با نرخ رشد مرکب سالانه ۵/۳ درصدی به ۹۴/۶ گیگاوات در پایان سال ۱۴۰۳ رسیده است. با وجود این، حداکثر توان تولید واقعی در شبکه سراسری در سال ۱۴۰۳ حدود ۶۲/۱ گیگاوات ثبت شده است. از سال ۱۳۸۰ تا سال ۱۳۹۸ عمدتاً شکاف معناداری میان حداکثر تقاضای برق و حداکثر ظرفیت تولید برق در زمان اوج مصرف مشاهده نشده بود. تنها در برخی سال‌ها، نظیر سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۹۳، فاصله اندکی میان این دو متغیر وجود داشته که علت اصلی آن کاهش بارندگی و افت محسوس تولید نیروگاه‌های برق‌آبی بوده است. تا پیش از سال ۱۳۹۹ شکاف میان عرضه و تقاضای برق در زمان پیک مصرف عموماً در حدود یک گیگاوات بود، اما از این سال روند ناترازی تشدید شد و در نهایت این شکاف در سال ۱۴۰۳ به ۱۵/۴ گیگاوات رسید. به عبارت دیگر، ناترازی برق مصرفی در زمان اوج مصرف در سال ۱۴۰۳ به حدود ۱۹/۳ درصد کل تقاضا در همین بازه افزایش یافته است. بر اساس برآورد خوشبینانه وزارت نیرو، تا پایان سال ۱۴۰۴ حدود ۶/۴ گیگاوات به ظرفیت اسمی نیروگاه‌های کشور افزوده خواهد شد. با توجه به این که در سال‌های اخیر تولید واقعی نیروگاه‌ها تنها ۶۶ درصد ظرفیت اسمی بوده، پیش‌بینی می‌شود در حالت خوشبینانه حداکثر ۴/۲ گیگاوات به تولید واقعی برق کشور تا پایان سال ۱۴۰۴ افزوده شود. با توجه به افزایش سالانه ۶/۲ درصدی تقاضای برق و ناترازی قابل توجه ۲۰ تا ۲۵ گیگاواتی در تابستان ۱۴۰۴، انتظار می‌رود شکاف بین عرضه و تقاضای برق در سال ۱۴۰۵ نیز تداوم داشته باشد.

حجم مصرف گاز طبیعی ایران از حدود ۶۶/۳ میلیارد متر مکعب در سال ۱۳۸۰ با نرخ رشد مرکب سالانه ۶/۴ درصدی به ۲۴۳/۸ میلیارد متر مکعب در سال ۱۴۰۱ افزایش یافته است. طبق آخرین آمار رسمی، در سال ۱۴۰۱ میزان ناترازي گاز مصرفی به صورت متوسط در سه ماه سرد سال و در سردترین ماه سال به ترتیب معادل ۲۲۵ و ۳۱۵ میلیون متر مکعب در روز بوده است. با توجه به این که اقدام قابل توجهي در راستاي کاهش ناترازي انرژی در سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ صورت نپذیرفته، این انتظار وجود دارد که ناترازی گاز در سال‌های آینده از وضعیت ناترازی فصلی در زمستان به کل سال تعمیم یابد. ناترازی گاز مصرفی در پیک مصرف سال ۱۴۰۳ به ۳۰۰ تا ۳۵۰ میلیون متر مکعب در روز رسید که این مقدار حدود ۲۵/۶ درصد از کل مصرف گاز کشور را در بر می‌گیرد.

آمارهای ترازنامه انرژی حاکی از تغییر الگوی مصرف گاز طبیعی در کشور طی دو دهه گذشته است، به طوری که سهم بخش خانگی، عمومی و تجاری از مصارف نهایی از ۶۴/۱ درصد در سال ۱۳۸۰ به ۴۷/۷ درصد در سال ۱۴۰۱ تقلیل یافته و در سوی دیگر، سهم بخش صنعت در همین بازه زمانی از ۱۹/۴ درصد به ۲۶/۶ درصد افزایش یافته است. مصرف گاز در بخش خانگی، عمومی و تجاری اگرچه بین سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۴۰۱ رشدی ۲۱۰ درصدی داشته، اما رشد در بخش صنعت در همین بازه بسیار پرشتاب‌تر و حدود ۴۶۹ درصد بوده است - تفاوتی که به روشنی تغییر محور مصرف را به سمت فعالیت‌های تولیدی نشان می‌دهد. پس از تشدید تحریم‌های اقتصادی، جهت‌گیری سیاست‌های صنعتی کشور به سمت بهره‌برداری بیشتر از انرژی به عنوان یک مزیت رقابتی بوده است. در واقع تحریم‌های اقتصادی نه تنها سرمایه‌گذاری خارجی در بخش تولید گاز طبیعی را محدود کردند، بلکه دولت را به افزایش حمایت از صنایع انرژی‌بر و صادرات آنها با هدف کسب درآمدهای ارزی سوق دادند. این تغییر رویکرد صنعتی سبب شد مصرف گاز طبیعی، به ویژه در حوزه‌هایی همچون فولاد، سیمان و پتروشیمی، رشد چشمگیری داشته باشد. در نتیجه، بخشی از افزایش مصرف گاز طبیعی در سال‌های اخیر را می‌توان به تغییر اولویت‌های صنعتی کشور و تشویق تولید در صنایع انرژی‌بر نسبت داد. مصرف گاز خانگی در سال‌های اخیر اگرچه روندی صعودی داشته است، اما این افزایش را نباید صرفاً به تغییر رفتار مصرفی خانوارها نسبت داد. دلایل مختلفی از جمله افزایش جمعیت، ارایه یارانه انرژی، گسترش شهرنشینی و توسعه گازرسانی (به ویژه به روستاها) به طور طبیعی مصرف گاز طبیعی در بخش خانگی را افزایش داده‌اند.

سیاست وزارت نیرو در مقابله با ناترازی انرژی در ایران عمدتاً جابجایی بار بین بخش‌های مختلف مصرفی بوده است. در این میان، اولین بخشی که در اولویت قطعی‌های برق در تابستان و گاز طبیعی در زمستان قرار داشت، صنایع انرژی‌بر بودند. بنابراین صنایعی همچون سیمان، فولادسازی و پتروشیمی که با هدف ایجاد ارزش افزوده در شرایط تحریمی توسعه یافته بودند، در اولویت قطعی‌های برق قرار گرفتند. نخستین نشانه‌های ناترازی انرژی را می‌توان در تغییرات سطح تولید این صنایع مشاهده کرد، به گونه‌ای که کاهش تولید در دوره‌های اوج ناترازی برق در تابستان و اوج ناترازی گاز در زمستان می‌تواند به خوبی بازتابی از پیامدهای این ناترازی باشد. همچنین رد پای ناترازی انرژی را می‌توان در افزایش بهای تمام‌شده کالاهای تولیدی صنایع مختلف پیدا کرد، چرا که استفاده از سوخت‌های جایگزین یا خودتأمینی انرژی در شرایط ناترازی منجر به افزایش هزینه تولید می‌شود.

صنعت فولاد از جمله صنایعی است که هم در فصل تابستان به دلیل ناترازی برق و هم در فصل زمستان به علت ناترازی گاز طبیعی با محدودیت‌های تولیدی مواجه می‌شود. در صنعت فولاد ایران شدت مصرف انرژی معادل ۵۷۷/۹ مگاژول به ازای هر میلیون ریال ارزش افزوده و سهم انرژی از بهای تمام‌شده معادل ۱۶/۶ درصد در سال ۱۴۰۳ بوده است. بررسی عملکرد فصلی صنعت فولاد ایران نشان می‌دهد که در تابستان سال ۱۴۰۳، مجموع تولید کل فولاد (مجموع تولید مقاطع و میانی) نسبت به میانگین فصل تابستان در سال‌های ۱۳۸۹ تا ۱۴۰۲، با کاهش ۱۷/۵ درصدی روبه‌رو بوده است. همچنین در زمستان سال ۱۴۰۳، مجموع تولید کل آهن اسفنجی (ماده اولیه تولید فولاد) نسبت به میانگین فصل زمستان در سال‌های ۱۳۸۹ تا ۱۴۰۲، با کاهش ۲۳/۵ درصدی روبه‌رو بوده است.

در سال ۱۴۰۳، شاخص شدت مصرف انرژی صنعت پتروشیمی (با لحاظ خوراک) به ۶۲۵/۱ مگاژول به ازای هر میلیون ریال ارزش افزوده بالغ می‌شود و سهم انرژی در بهای تمام‌شده به سطح قابل توجه ۶۹/۴ درصد

می‌رسد. حجم تولید صنعت پتروشیمی در فصل زمستان سال ۱۴۰۳ نسبت به متوسط عملکرد نه ماهه ابتدایی همین سال معادل ۲۳/۴ درصد کاهش داشته و در مقایسه با فصل زمستان سال ۱۴۰۲ کاهش ۱۲/۲ درصدی را نشان می‌دهد. با توجه به این که صنایع فولاد و پتروشیمی نقش کلیدی در صادرات غیرنفتی (گمرکی) ایران دارند، کاهش یا توقف تولید در این صنایع تراز تجاری کشور را منفی خواهد کرد و متعاقباً فشار بر منابع ارزی کشور برای واردات مواد اولیه و تجهیزات سایر صنایع افزایش خواهد یافت. نقش صنعت پتروشیمی در این زمینه بسیار پررنگ‌تر و حیاتی‌تر است. در سال ۱۴۰۳، محصولات پتروشیمی حدود ۴۳/۱ درصد از ارزش کل صادرات غیرنفتی گمرکی کشور را به خود اختصاص داده‌اند. از سوی دیگر، این دو صنعت (فولاد و پتروشیمی) به عنوان تولیدکننده مواد اولیه و میانی بسیاری از صنایع پایین‌دستی، نقشی حیاتی در زنجیره تأمین صنعتی کشور ایفا می‌کنند. در نتیجه، هر گونه اختلال در روند تولید آنها می‌تواند به صورت زنجیره‌ای به سایر بخش‌های صنعتی تسری یابد و موجب کندی یا توقف تولید در صنایع وابسته شود.

صنعت سیمان با شدت مصرفی معادل ۶۶۴/۶ مگاژول به ازای هر میلیون ریال ارزش افزوده در سال ۱۴۰۳، بالاترین شدت مصرف انرژی را به خود اختصاص داده است. سهم هزینه انرژی از کل هزینه تولید در این صنعت در این سال حدود ۲۵/۵ درصد بوده و از این منظر یکی از وابسته‌ترین صنایع به برق و گاز به شمار می‌رود. کمبود و ناترازی انرژی نه تنها قیمت سیمان را در مقاطع مختلف سال افزایش داده، بلکه باعث شده تولید واقعی این صنعت فاصله محسوسی با ظرفیت اسمی آن داشته باشد. علاوه بر این، جایگزینی مازوت به جای گاز طبیعی هزینه‌های عملیاتی شرکت‌های سیمانی را به طور قابل توجهی افزایش داده است. جایگزینی هر متر مکعب مازوت به جای گاز طبیعی در فرآیند تولید سیمان، حدود ۶۰ تا ۷۰ درصد هزینه بیشتری نسبت به مصرف گاز طبیعی برای این شرکت‌ها به همراه دارد. همچنین جایگزینی مصرف مازوت با گاز طبیعی در تولید سیمان، انتشار دی‌اکسید کربن به عنوان مهمترین گاز گلخانه‌ای را افزایش چشمگیری خواهد داد. انتشار دی‌اکسید کربن برای تولید هر تن کلینکر (ماده اولیه سیمان) در صورت مصرف گاز طبیعی حدود ۱۹۰ کیلوگرم و در صورت استفاده از مازوت حدود ۲۶۰ کیلوگرم خواهد بود.

صنایع داروسازی و خودروسازی با شدت مصرف انرژی کمتر به ترتیب معادل ۸/۳ و ۱۸/۵ مگاژول به ازای هر میلیون ریال ارزش افزوده و سهم ناچیز به ترتیب ۰/۶ درصدی و ۰/۱ درصدی انرژی در بهای تمام‌شده، آسیب‌پذیری مستقیم کمتری در برابر ناترازی انرژی دارند، اگرچه آسیب‌پذیری غیرمستقیم ناترازی انرژی به ویژه بر صنعت خودروسازی (از محل افت تولید محصولات فولادی و پتروشیمی) همچنان قابل توجه است. در واقع این صنایع ممکن است در صورت قطعی گسترده برق یا گاز با اختلال در زنجیره تأمین مواجه شوند، اما به طور مستقیم وابستگی بالایی به انرژی ندارند. شایان ذکر است که به دلیل سطح پایین مصرف انرژی در این دو صنعت، در شرایط ناترازی برق این امکان وجود دارد که بخشی از نیاز انرژی آنها از طریق راه‌اندازی ژنراتورهای مستقل یا سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های تجدیدپذیر تأمین شود. بنابراین این دو صنعت تا حدی می‌توانند از تبعات مستقیم بحران‌های شدید ناترازی انرژی مصون بمانند.

یکی از ریشه‌های اصلی ناترازی انرژی در ایران، کمبود سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌های انرژی است، موضوعی که هم تحت تأثیر تحریم‌های خارجی و هم به واسطه سیاست‌های قیمت‌گذاری دستوری در داخل کشور تشدید شده است. عمده افزایش تولید گاز طبیعی ایران در سال‌های اخیر به بهره‌برداری و تولید از فازهای نیمه‌تمام میدان پارس جنوبی - به جا مانده از قبل از تحریم‌های دهه ۱۳۹۰ - مربوط بوده است. یکی از مهمترین دلایلی که مانع از رشد بیشتر تولید گاز طبیعی ایران در دوران تحریم شده، محدودیت در صادرات میعانات گازی استخراج‌شده همراه با گاز طبیعی بوده است. به ازای استخراج هر میلیارد متر مکعب گاز طبیعی، حدود ۱/۳ میلیون بشکه میعانات گازی تولید می‌شود که امکان ذخیره‌سازی آن محدود است. پیش از اعمال تحریم‌های اقتصادی در اوایل دهه ۱۳۹۰، بخش قابل توجهی از میعانات گازی تولیدشده در پارس جنوبی به بازارهای بین‌المللی صادر می‌شد. با این حال، پس از آغاز تحریم‌ها، به‌دلیل محدودیت‌های دسترسی به بازار جهانی و فقدان فناوری‌های پیشرفته حمل‌ونقل، روند صادرات این محصول با چالش‌های اساسی مواجه شد. در نتیجه محدودیت در صادرات و ذخیره‌سازی میعانات گازی، تولید گاز طبیعی در سال‌های ابتدایی تحریم‌ها با اختلال مواجه شد. با این حال، از سال ۱۳۹۶ و همزمان با بهره‌برداری از پالایشگاه ستاره خلیج فارس و توسعه ظرفیت‌های داخلی صنعت پتروشیمی، بخش قابل توجهی از میعانات گازی تولیدی در داخل مصرف می‌شود. به همین دلیل، نسبت به دوره آغاز تحریم‌ها، موانع مربوط به میعانات در مسیر افزایش تولید گاز طبیعی تا حدودی کاهش یافته‌اند.

از سوی دیگر، در سال‌های اخیر بسیاری از فازهای قدیمی پارس جنوبی دچار افت فشار گاز شده‌اند. اگر برای احداث ایستگاه‌های تقویت فشار سرمایه‌ای در حدود ۲۰ میلیارد دلار اختصاص نیابد، پیش‌بینی می‌شود تولید این میدان تا سال ۲۰۳۰ حدود ۱۰ میلیارد متر مکعب در سال - معادل ۵ درصد تولید فعلی گاز این میدان - کاهش یابد. همچنین عدم سرمایه‌گذاری در جمع‌آوری گازهای همراه موجب شده است که ایران سالانه حدود ۲۰/۵ میلیارد متر مکعب گاز را به صورت فلر بسوزاند و پس از روسیه در جایگاه دومین کشور جهان از این منظر قرار گیرد. این در حالی است که قطر با وجود برداشت تقریباً برابر گاز طبیعی با ایران، تنها ۰/۴ میلیارد متر مکعب گاز را به شکل فلر از دست می‌دهد.

رفع ناترازی ۲۵ گیگاواتی برق ایران در سال ۱۴۰۴ به سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های مختلف نیاز دارد که بر اساس انتخاب نوع نیروگاه، میزان این سرمایه‌گذاری‌ها متفاوت خواهد بود. بر اساس محاسبات انجام شده در این گزارش، رفع ناترازی ۲۵ گیگاواتی برق در زمان پیک مصرف در سال ۱۴۰۴ از طریق ایجاد نیروگاه‌های خورشیدی یا بادی، نیازمند سرمایه‌گذاری حدود ۱۵ تا ۳۰ میلیارد دلاری خواهد بود. نیروگاه‌های سیکل ترکیبی هر چند بالاترین بازدهی را بین نیروگاه‌های موجود دارند، اما سرمایه‌گذاری اولیه زیاد (حدود ۲۹ میلیارد دلار برای رفع ناترازی ۲۵ گیگاواتی برق در زمان پیک مصرف) و وابستگی به سوخت گاز و مازوت در شرایط ناترازی سوخت در ایران، بازده و بازگشت سرمایه آنها را با چالش مواجه می‌کند. از سوی دیگر، احداث نیروگاه هسته‌ای برای رفع ناترازی ۲۵ گیگاواتی برق در ایران مستلزم سرمایه‌گذاری بسیار بالایی در حدود ۱۳۷ میلیارد دلار است که در قیاس با گزینه‌های تجدیدپذیر دیگر مانند نیروگاه‌های خورشیدی و بادی، صرفه اقتصادی بسیار کمتری دارد. افزون بر این، مسایل مرتبط با پسماندهای رادیواکتیو، ریسک بروز حوادث فنی، چالش‌های مربوط به تأمین مستمر سوخت هسته‌ای و چالش‌های سیاسی و بین‌المللی، از جمله موانع جدی

توسعه این نوع نیروگاه‌ها در ایران محسوب می‌شوند. همچنین نیروگاه خورشیدی ساده‌ترین گزینه برای تولید انرژی از منظر فناوری محسوب می‌شود، چرا که فاقد فرآیندهای مکانیکی سنگین، سامانه‌های حرارتی پیچیده یا فناوری‌های پیشرفته هسته‌ای است.

اصلی‌ترین نقطه ضعف انرژی خورشیدی ماهیت ناپیوسته آن است، چرا که فرآیند تولید برق در این نوع نیروگاه‌ها مستقیماً وابسته به وجود نور خورشید است و در ساعات عدم تابش، تولید انرژی متوقف می‌شود. در کشورهای پیشرفته از راهکارهایی همچون تبدیل برق خورشیدی به هیدروژن، ذخیره‌سازی انرژی به روش تزریق هوای فشرده و ساخت سد مصنوعی استفاده کرده‌اند. سهم نیروگاه‌های خورشیدی و بادی از تأمین برق جهان از به ترتیب ۰/۱ درصد و ۱/۶ درصد در سال ۲۰۱۰ به ۵/۴ درصد و ۷/۸ درصد در سال ۲۰۲۳ افزایش یافته است. انتظار می‌رود تا سال ۲۰۳۰ سهم انرژی خورشیدی از تولید برق جهان رشد قابل توجهی داشته و به حدود ۱۶/۱ درصد افزایش یابد. در ایران اما سهم انرژی‌های تجدیدپذیر (به جز برق‌آبی بزرگ) در پایان خردادماه ۱۴۰۴ حدود ۱/۹ درصد از ظرفیت تولید برق کشور بوده است. پیش‌نیاز جذب سرمایه‌گذاری و توسعه انرژی‌های خورشیدی، آزادسازی قیمت انرژی در کشور است. در دو دهه گذشته، تجدید ساختار صنعت برق ایران با هدف جذب سرمایه‌گذاری خصوصی و اصلاح قیمت‌گذاری انرژی به نتایج مورد انتظار نرسیده است. یکی از پیامدهای این وضعیت، افزایش بدهی دولت به نیروگاه‌ها و متعاقباً کاهش انگیزه سرمایه‌گذاری بخش خصوصی برای تولید برق بوده است. یکی از مهمترین دلایل افزایش مطالبات نیروگاه‌های تولید برق و متعاقباً ناترازی برق در کشور، تعیین نرخ برق کمتر از مقدار واقعی آن از سوی دولت و عدم تأمین بودجه این یارانه پنهان است. نرخ واقعی تعرفه هر کیلووات ساعت برق مصرفی در کشور (به قیمت‌های ثابت سال ۱۳۹۵) به طور متوسط (وزنی) از ۶۴۱ ریال در سال ۱۳۹۳ به ۳۴۷ ریال در سال ۱۴۰۲ کاهش یافته است. طبیعتاً کاهش قیمت واقعی برق افزایش مصرف برق و کاهش انگیزه سرمایه‌گذاری بخش خصوصی را به همراه دارد. از سوی دیگر، عدم آزادسازی قیمت انرژی، زمینه‌ساز گسترش الگوهای مصرف غیربهینه انرژی در هر دو بخش خانوار و صنعت می‌شود. این مهم موجب تولید محصولات انرژی‌بر و با ارزش‌افزوده اندک همچون فولاد و سیمان با راندمان کمتر از متوسط جهانی در کشور شده و در سوی دیگر افزایش مصرف انرژی توسط خانوار را به همراه داشته است.

فهرست مطالب

۱- انرژی در اقتصاد..... ۷
۲- ناترازی انرژی در جهان..... ۸
۲-۱. سرمایه‌گذاری ناکافی در زنجیره تولید و عدم تنوع در تولید..... ۸
۲-۲. قیمت‌گذاری یارانه‌ای و بدهی انباشته..... ۹
۲-۳. فرسودگی زیرساخت‌ها و ناکارآمدی مدیریت..... ۹
۲-۴. عوامل طبیعی و نوسانات در زنجیره تأمین سوخت..... ۱۰
۳- ناترازی انرژی در ایران..... ۱۱
۳-۱. برق..... ۱۱
۳-۱-۱. تولید برق..... ۱۱
۳-۱-۲. مصرف برق..... ۱۴
۳-۱-۳. تجارت برق..... ۱۵
۳-۱-۴. ناترازی برق..... ۱۵
۳-۲. گاز طبیعی..... ۱۶
۳-۲-۱. تولید گاز طبیعی..... ۱۶
۳-۲-۲. مصرف گاز طبیعی بخش‌های مختلف در ایران..... ۱۷
۳-۲-۳. ناترازی گاز طبیعی..... ۱۹
۴- تأثیر ناترازی انرژی بر صنایع..... ۲۱
۴-۱. کاهش حجم تولید صنایع..... ۲۲
۴-۱-۱. صنعت فولاد..... ۲۲
۴-۱-۲. صنعت سیمان..... ۲۴
۴-۱-۳. صنعت مواد و محصولات شیمیایی..... ۲۴
۴-۱-۴. صنعت خودروسازی..... ۲۵
۴-۱-۵. صنعت داروسازی..... ۲۶
۴-۲. افزایش هزینه عملیاتی..... ۲۷
۴-۲-۱. صنعت سیمان..... ۲۷
۴-۲-۲. صنعت فولاد..... ۲۸
۵- حساسیت صنایع مورد بررسی به ناترازی انرژی..... ۲۹
۶- سرمایه‌گذاری در تولید انرژی ایران..... ۳۱
۶-۱. سرمایه‌گذاری در تولید گاز طبیعی..... ۳۲
۷- راهکارهای رفع ناترازی انرژی..... ۳۵
۷-۱. آزادسازی قیمت انرژی..... ۳۵
۷-۲. توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر..... ۳۷
۷-۲-۱. راهکارهای رفع ناپیوستگی تولید برق در نیروگاه‌های خورشیدی..... ۳۸
۸- نتیجه‌گیری..... ۴۱
۹- نکات کلیدی..... ۴۳
۱۰- منابع..... ۴۴

۱. انرژی در اقتصاد

انرژی به عنوان یکی از ارکان اصلی تولید و مصرف در اقتصاد جهانی، نقش بی‌بدیلی در حرکت چرخ‌های اقتصادی یک کشور ایفا می‌کند. تأمین انرژی قابل اتکا و کافی به افزایش تولید و فعالیت‌های اقتصادی کمک می‌کند. برای مثال در یک مطالعه انجام‌شده بر روی ۲۱ کشور آفریقایی، کشش تولید نسبت به مصرف انرژی برابر با ۰/۳۴ برآورد شده است، به این معنا که با افزایش یک درصدی در مصرف انرژی، تولید اقتصادی به میزان ۰/۳۴ درصد رشد خواهد کرد.[۱] این رابطه بیانگر آن است که سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌ها و دسترسی انرژی می‌تواند محرک قابل توجهی برای رشد اقتصاد کشورها باشد. علاوه بر این، دسترسی به انرژی به ویژه در کشورهای کم‌درآمد برای کاهش فقر و ارتقای سطح زندگی حیاتی است.[۲]

از سال ۲۰۱۳ تا ۲۰۲۳، تقاضای جهانی انرژی با متوسط نرخ رشد سالانه ۱/۴ درصد افزایش یافته است. بر اساس پیش‌بینی‌ها، این نرخ رشد در دوره ۲۰۲۳ تا ۲۰۳۵ به حدود ۰/۵ درصد در سال کاهش خواهد یافت. این در حالی است که پیش‌بینی می‌شود رشد تولید ناخالص داخلی جهانی در ۱۰ سال آینده تغییر چندانی نسبت به ۱۰ سال گذشته نداشته و در سطح رشد سالانه ۳ درصد تداوم یابد. این واگرایی میان رشد اقتصادی و مصرف انرژی نشان‌دهنده ارتقای بهره‌وری انرژی و تغییرات ساختاری در اقتصاد جهانی است. بنابراین، با وجود اهمیت انرژی در فرآیند رشد اقتصادی، باید تأکید کرد که رابطه میان مصرف انرژی و رشد تولید ناخالص داخلی لزوماً خطی و یک‌به‌یک نبوده است.[۳] بر اساس آمارهای آژانس بین‌المللی انرژی، شاخص شدت انرژی (میزان انرژی مورد نیاز برای تولید یک واحد تولید ناخالص داخلی) در سطح جهانی طی دوره ۱۹۹۰ تا ۲۰۲۱ حدود ۳۶ درصد کاهش یافته است. این روند بیانگر ارتقای بهره‌وری انرژی و بهبود کارایی در استفاده از منابع انرژی در اقتصادهای مختلف جهان است.[۴]

در سطح بین‌المللی، انرژی به عنوان یکی از عوامل اصلی شکل‌دهنده به همکاری‌ها و رقابت‌های ژئوپلیتیک شناخته می‌شود، به گونه‌ای که عبور حدود ۲۰ درصد از مصرف جهانی مایعات نفتی از تنگه هرمز، این گذرگاه را به یکی از نقاط راهبردی و حساس ژئوپلیتیک جهان تبدیل کرده است.[۵] از یک سو، اهمیت این مسیر باعث رقابت بین‌المللی میان قدرت‌های بزرگ برای کنترل امنیت کشتیرانی، اعمال نفوذ سیاسی و تضمین دسترسی پایدار به انرژی شده است و از سوی دیگر، وابستگی بالای اقتصاد جهانی به جریان آزاد انرژی از این تنگه، زمینه‌ساز همکاری بین‌المللی شده و سازمان‌های بین‌المللی، کشورهای صادرکننده و واردکننده انرژی و حتی رقبای ژئوپلیتیک در قالب ابتکارهای امنیت دریایی یا توافق‌های دیپلماتیک، برای جلوگیری از اختلال در عرضه انرژی ناگزیر به تعامل و هماهنگی شده‌اند. در نتیجه، انرژی به طور همزمان به محور رقابت قدرت‌ها و بستری برای همکاری جهانی در تأمین امنیت نقاط راهبردی تبدیل شده است.

1. World Bank; Robert Bacon and Masami Kojima; Energy, Economic Growth, and Poverty Reduction; 2016.
2. World Bank; Rajbhandari, Ashish and Zhang, Fan; Does Energy Efficiency Promote Economic Growth; 2017.
3. International Energy Agency (IEA); World Energy Outlook 2024.
4. International Energy Agency (IEA); Energy End-uses and Efficiency Indicators Data Explorer; 2025.
5. U.S. Energy Information Administration (EIA); World Oil Transit Chokepoints.

۲. ناترازی انرژی در جهان

ناترازی انرژی به وضعیتی اطلاق می‌شود که در آن ظرفیت تولید و عرضه انرژی (به ویژه برق یا گاز)، قادر به پاسخ‌گویی پایدار و مستمر به تقاضای واقعی مصرف‌کنندگان نباشد. بروز ناترازی انرژی معمولاً از اختلالات مقطعی در زمان‌های اوج مصرف آغاز شده و در صورت استمرار و بی‌توجهی، به یک چالش ساختاری و تهدیدی جدی برای امنیت انرژی تبدیل می‌شود. در زمان‌های اوج مصرف، دولت با اجرای سیاست‌هایی نظیر اعمال محدودیت‌های مصرفی، جابجایی بار مصرف و بهره‌برداری حداکثری از ظرفیت نیروگاهی تلاش می‌کند از پیک بار مصرفی عبور کند. اما مادامی‌که ریشه‌های ناترازی انرژی به صورت علمی و ساختاری حل نشوند، این ناترازی از سطح بحران‌های مقطعی در پیک مصرف عبور کرده و به بحرانی مزمن و فراگیر در طول سال تبدیل خواهد شد. تداوم این وضعیت، پیامدهایی نظیر کاهش تولید صنعتی، خروج سرمایه‌گذاران، افزایش نارضایتی اجتماعی و در نهایت تعمیق بحران اقتصادی را به دنبال خواهد داشت. بنابراین شناسایی ریشه‌های ناترازی و اصلاح ساختارهای تولید، انتقال، توزیع و مصرف انرژی، پیش‌شرط اجتناب از ورود به بحران است. عمده دلایل ناترازی انرژی در اغلب کشورهای دنیا شامل موارد ذیل می‌شوند:

۲-۱. سرمایه‌گذاری ناکافی در زنجیره تولید و عدم تنوع در تولید

یکی از بارزترین نمونه‌های بروز ناترازی انرژی در پی عدم سرمایه‌گذاری کافی در زنجیره تولید ونزوئلا است. این کشور به عنوان دارنده بزرگترین ذخایر نفتی جهان شناخته می‌شود و همین ویژگی موجب شده است که همواره بیش از ۸۰ درصد از درآمدهای صادراتی آن و حدود ۶۰ درصد از بودجه دولت آن به درآمدهای نفتی وابسته باشد. طی سال‌های اخیر، سرمایه‌گذاری در بخش تولید برق ونزوئلا به دلیل تحریم‌های مالی و بانکی و انحصارگری مطلق دولت در اقتصاد و فساد اداری گسترده، با مشکلات عدیده‌ای روبه‌رو بوده است. همچنین سیاست یارانه‌ای (تعرفه مصرفی برق حدود یک سوم متوسط جهانی)، مصرف بی‌رویه را تشویق کرده و از شکل‌گیری الگوهای بهره‌وری انرژی جلوگیری کرده است. از سوی دیگر، اتکای بیش از حد این کشور به تولید برق‌آبی، تولید فعلی برق در این کشور را با چالش مواجه ساخته است. در ونزوئلا بیش از ۷۰ درصد برق کشور از نیروگاه‌های آبی تأمین می‌شود. در سال ۲۰۲۲ سهم تولید برق‌آبی در این کشور به ۷۸/۴ درصد از کل تولید برق رسید. کل ظرفیت نیروگاه‌های آبی در ونزوئلا به ۱۶ هزار مگاوات می‌رسد و تنها سد «گوری» با ۱۰/۲ هزار مگاوات، نزدیک به دو سوم این توان را در خود متمرکز کرده است. این اتکای شدید باعث شده در هر دوره خشکسالی، نظیر سال‌های ۲۰۱۰ و ۲۰۱۶، تولید برق این کشور به شدت کاهش یابد و به خاموشی‌های سراسری و جیره‌بندی گسترده برق منتهی شود.

۲-۲. قیمت‌گذاری یارانه‌ای و بدهی انباشته

به عنوان یک نمونه واضح از شکست سیاست قیمت‌گذاری یارانه‌ای انرژی می‌توان به کشور پاکستان اشاره کرد. در پاکستان اگرچه بخش خصوصی سهم عمده مالکیت را در تولید برق در اختیار دارد، اما دولت حضوری بسیار پررنگ و مداخله‌گرایانه در حوزه‌های تأمین مالی، سیاست‌گذاری، خرید، توزیع و همچنین تعیین تعرفه‌های مصرفی ایفا می‌کند. سیاست یارانه‌ای برق در پاکستان طی سال‌های گذشته بهای مصرف‌کننده برق را به مراتب پایین‌تر از هزینه واقعی تولید آن نگه داشته است. دولت به منظور پوشش این شکاف مالی، تفاوت تعرفه‌ای را به شرکت‌های توزیع پرداخت می‌کرد، اما کسری بودجه دولت مانع از پرداخت به موقع مطالبات این شرکت‌ها شد. در نتیجه شرکت‌های توزیع‌کننده برق، نقدینگی لازم برای تسویه‌حساب با تولیدکنندگان مستقل برق را از دست دادند و بدین گونه پدیده‌ای موسوم به «بدهی گردشی» در صنعت برق پاکستان شکل گرفت. تا پایان سال مالی ۲۰۲۴ در پاکستان مجموع بدهی دولت به شرکت‌های توزیع‌کننده برق از مرز ۸/۳ میلیارد دلار عبور کرد. در این کشور، عدم دریافت به موقع مطالبات موجب کاهش سرمایه در گردش تولیدکنندگان برق شده و مستقیماً توان آنها را در تأمین سوخت و انجام عملیات نگهداشت محدود کرد تا در نهایت به کاهش ظرفیت عملی نیروگاه‌ها منجر شود. در شرایطی که توان تولید برق در پاکستان کاهش یافته و شبکه با کسری مزمن روبه‌رو شده بود، دولت ترجیح داد برای حفظ ثبات اجتماعی، قیمت برق مصرفی را تغییر نداده و یارانه بیشتری اختصاص دهد. این مداخله اگرچه موقتاً فشار اجتماعی را کاهش داد، اما بدهی گردشی را سالانه ۱/۲ میلیارد دلار افزایش داد. همچنین افزایش ریسک نکول در صنعت برق پاکستان موجب شد بانک‌ها و سرمایه‌گذاران از مشارکت در پروژه‌های نیروگاهی جدید اجتناب ورزند، در حالی که تقاضای رو به رشد بخش‌های خانگی و صنعتی، ناشی از نرخ‌ها و تعرفه‌های مصرفی پایین، همچنان ادامه داشت. این عدم تعادل، منجر به تعمیق شکاف عرضه و تقاضا شده و دولت را به اعمال خاموشی‌های برنامه‌ریزی‌شده و محدودیت‌های بار صنعتی واداشته است. به این ترتیب ناترازی برق در پاکستان به مشکلی ساختاری تبدیل شده که رفع آن مستلزم اصلاح نظام قیمت‌گذاری، هدفمندسازی یارانه‌ها و تسویه منسجم بدهی‌های انباشته با تولیدکنندگان است. این در حالی است که تجمعات اجتماعی و اعتراضات عمومی نقش مهم و بازدارنده‌ای در روند اصلاح ناترازی برق در پاکستان ایفا کرده‌اند، به گونه‌ای که در بسیاری از مقاطع، دولت‌ها ناچار به عقب‌نشینی از برنامه‌های اصلاحی در حوزه انرژی شده‌اند.

۲-۳. فرسودگی زیرساخت‌ها و ناکارآمدی مدیریت

فرسودگی زیرساخت‌های برق در بسیاری از کشورها هم در بخش تولید (نیروگاه‌ها) و هم در بخش انتقال و توزیع قابل مشاهده است. توسعه و بازسازی این دو بخش باید به صورت همزمان و هماهنگ انجام شود، زیرا بهبود ظرفیت تولید بدون ارتقای متناسب شبکه انتقال و توزیع، منجر به بروز تنگناهای فنی، افزایش تلفات انرژی و اتلاف منابع سرمایه‌گذاری خواهد شد. به عبارت دیگر، در صورتی که نیروگاه‌های یک کشور بازسازی شده و ظرفیت اسمی تولید افزایش یابد اما شبکه انتقال از قابلیت لازم برای جابجایی بار اضافی برخوردار نباشد، ظرفیت افزوده‌شده بی‌استفاده باقی مانده و اهداف توسعه‌ای تحقق نخواهند یافت. اختلال در زیرساخت‌های برق ممکن است ناشی از عوامل بیرونی همچون حوادث طبیعی یا درگیری‌های نظامی باشد، اما در بسیاری از کشورها، ریشه اصلی این وضعیت را باید در ضعف حکمرانی، نبود برنامه‌ریزی یکپارچه و ناکارآمدی مدیریتی جست‌وجو کرد. بر همین اساس، سیاست‌گذاری مؤثر در بخش انرژی مستلزم نگاه سیستمی به زنجیره تولید، انتقال و توزیع و پرهیز از توسعه نامتوازن در اجزای آن است.

در آفریقای جنوبی، بحران ناترازی برق عمدتاً ناشی از فرسودگی گسترده زیرساخت‌های تولید و انتقال انرژی، در کنار سوء مدیریت ساختاری شرکت ملی برق این کشور است. در این کشور بیش از ۸۰ درصد برق مصرفی از طریق نیروگاه‌های زغال‌سنگی تأمین می‌شود که میانگین عمر آنها بالای ۴۰ سال است و به دلیل فقدان تعمیرات اساسی و نگهداری مناسب، به صورت مکرر از مدار تولید خارج می‌شوند. این ناپایداری در تولید، ظرفیت عملی نیروگاه‌ها را به طور چشمگیری کاهش داده و دولت را ناگزیر به اعمال خاموشی‌های برنامه‌ریزی‌شده در سطح ملی کرده است. از سوی دیگر، شبکه انتقال و توزیع نیز به شدت فرسوده بوده و در برخی مناطق، تجهیزات نصب‌شده مربوط به دهه ۱۹۸۰ همچنان در مدار قرار دارند. فرسودگی شبکه انتقال، علاوه بر محدودسازی قابلیت اطمینان، مانعی جدی در مسیر توسعه منابع تجدیدپذیر نیز ایجاد کرده است. به عنوان نمونه، بسیاری از پروژه‌های خورشیدی و بادی در استان‌های شمالی این کشور با وجود آمادگی فنی برای بهره‌برداری، به‌دلیل نبود ظرفیت در خطوط انتقال ۴۰۰ کیلوولت، امکان اتصال به شبکه سراسری را ندارند. شرکت ملی برق آفریقای جنوبی که تحت مالکیت کامل دولت قرار دارد، طی دهه‌های گذشته با چالش‌های عمیق مالی، فساد گسترده و ضعف مدیریتی مواجه بوده و به تدریج توان سرمایه‌گذاری برای نوسازی زیرساخت‌ها یا توسعه ظرفیت جدید را از دست داده است. بدهی انباشته این شرکت تا سال ۲۰۲۴ به بیش از ۲۴ میلیارد دلار رسیده و سهم قابل توجهی از آن متعلق به نهادهایی نظیر بانک توسعه چین، شهرداری‌های داخلی، بانک‌های توسعه‌ای آفریقایی و شرکت آمریکایی بلک‌راک است - بدهی‌هایی که تنها هزینه بهره آنها بخش قابل توجهی از توان مالی و عملیاتی شرکت ملی برق این کشور را جذب می‌کند. علاوه بر این، تأخیرهای مزمن در راه‌اندازی نیروگاه‌های جدید، ناشی از فساد در فرآیندهای قراردادی و ناتوانی فنی در اجرای پروژه‌ها، موجب تعویق مستمر در عرضه برق پایدار شده‌اند. همزمان، مقاومت‌های سیاسی در برابر مشارکت بخش خصوصی و سرمایه‌گذاری در انرژی‌های تجدیدپذیر نیز روند گذار انرژی را با کندی روبه‌رو کرده است. در مجموع، ناترازی برق در آفریقای جنوبی صرفاً به دلایل فنی محدود نمی‌شود، بلکه ریشه در ساختارهای معیوب اقتصادی، ناکارآمدی نظام حکمرانی و چالش‌های سیاست‌گذاری دارد.

۴-۲. عوامل طبیعی و نوسانات در زنجیره تأمین سوخت

بلایای طبیعی و تغییرات اقلیمی، همراه با نوسانات ناگهانی در زنجیره تأمین سوخت، از عوامل کلیدی ایجاد ناترازی در تولید و عرضه انرژی و برق در جهان‌اند. این عوامل نه تنها ظرفیت تولید را کاهش می‌دهند، بلکه با افزایش تقاضا برای انرژی، فشار مضاعفی بر سیستم‌های انرژی کشورها وارد می‌کنند. ناترازی انرژی که ناشی از عوامل طبیعی یا تغییرات در زنجیره تأمین سوخت باشد، برخلاف سایر عوامل ساختاری ناترازی، معمولاً ماهیتی کوتاه‌مدت و مقطعی دارد. بر همین اساس، این دسته از عوامل تنها به طور محدود و در بازه‌هایی خاص می‌توانند باعث بروز ناترازی در عرضه انرژی یک کشور شوند. با این حال، نکته حایز اهمیت آن است که هرچه تنوع در منابع تولید برق یا انواع سوخت‌های مصرفی در یک کشور بیشتر باشد، اثرپذیری آن از تغییرات طبیعی یا نوسانات بازار جهانی سوخت کاهش می‌یابد و احتمال بروز ناترازی انرژی در اثر این عوامل نیز کمتر خواهد بود.

کشور ژاپن در سال ۲۰۱۱ با زلزله‌ای مهیب و متعاقب آن، سونامی ویرانگری مواجه شد. این رویداد طبیعی، منجر به خروج ناگهانی ۱۰/۵ گیگاوات از ظرفیت نیروگاه‌های هسته‌ای و حدود ۱۲ گیگاوات از نیروگاه‌های حرارتی ساحلی از مدار تولید شد. در هفته نخست بحران، تولید برق در کشور به طور متوسط ۳۰ درصد کاهش یافت و دولت برای مدیریت این کمبود، روزانه بین ۳ تا ۴ گیگاوات خاموشی گردشی بر بیش از ۱۳ میلیون مشترک اعمال کرد. همچنین در سال ۲۰۲۱ در ایالت تگزاس آمریکا در اثر یخ‌زدگی تجهیزات و قطع سوخت در دسترس نیروگاه‌ها بیش از ۳۰ گیگاوات ظرفیت تولید برق شامل نیروگاه‌های گازی، هسته‌ای و بادی به طور همزمان از مدار تولید خارج شدند. این رقم بیش از ۴۰ درصد از ظرفیت کل تولید برق ایالت تگزاس را شامل می‌شد. چون شبکه برق ایالت تگزاس مستقل است و به شبکه سراسری آمریکا اتصال ندارد، کمبود ظرفیت تولید در جریان بحران قابل جبران نبود و در نتیجه، بیش از ۴/۵ میلیون مشترک ساعت‌ها یا حتی روزها بدون برق ماندند. در این شرایط قیمت بازار لحظه‌ای عمده فروشی برق به سقف قانونی ۹ هزار دلار به ازای هر مگاوات ساعت رسید، در حالی که نرخ متعارف آن در تگزاس حدود ۳۰ دلار است. به دنبال آن، قبوض برق برخی مشترکان ظرف یک هفته به هزاران دلار افزایش یافت و شکایات گسترده منجر به ورشکستگی شماری از شرکت‌های تأمین برق خرد شد. بر اساس برآوردهای رسمی، خسارت اقتصادی این بحران بین ۸۰ تا ۱۹۵ میلیارد دلار برآورد شده است.

۳. ناترازی انرژی در ایران

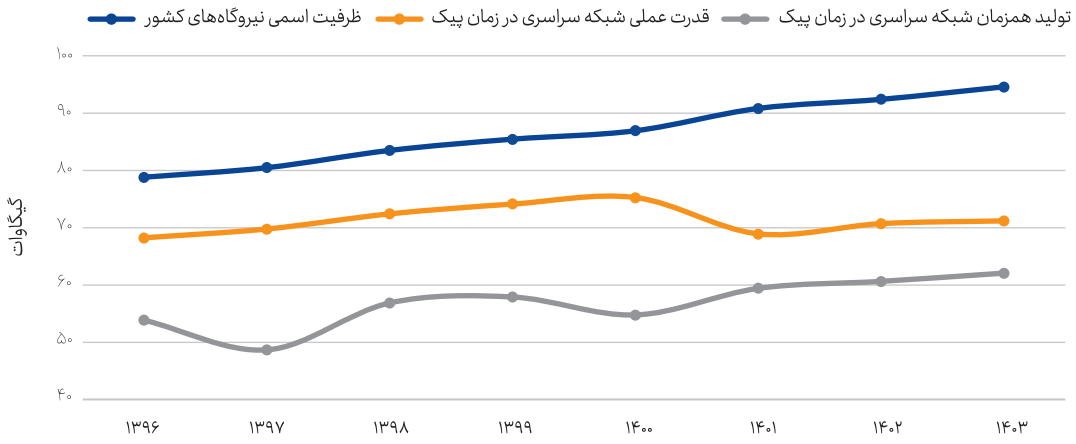
۳-۱. برق

۳-۱-۱. تولید برق

ظرفیت اسمی[۱] نیروگاه‌هاي تولید برق کشور از ۲۹/۰ گیگاوات در پایان سال ۱۳۸۰ با نرخ رشد مرکب سالانه ۵/۳ درصدی به ۹۴/۶ گیگاوات در پایان سال ۱۴۰۳ رسیده است. اما در شرایط واقعی برخی از این نیروگاه‌ها به دلایل تعمیرات اساسی، نقص فنی، محدودیت آبی در نیروگاه‌های برق‌آبی، کمبود یا کیفیت پایین سوخت و شرایط اقلیمی نامناسب، به تولید برق نپرداخته یا در سطح بسیار پایین‌تری از ظرفیت اسمی مشغول فعالیت‌اند. بنابراین قدرت عملی نیروگاه‌های تولید برق[۲] همواره کمتر از ظرفیت اسمی آنها است. نیروگاه‌هایی که ظرفیت آنها در قدرت عملی شبکه سراسری قرار گرفته، ممکن است به دلیل ذخیره رزرو[۳]، افت راندمان به دلیل افزایش دما، کاهش سوخت در دسترس و ملاحظات فنی شبکه برای کنترل فرکانس یا ولتاژ، تولید برق کمتری به شبکه سراسری برسانند. بنابراین تولید همزمان شبکه سراسری در زمان پیک مصرف بهترین معیار برای رصد میزان برق تولیدی در کشور است. با توجه به نمودار ۱ تولید همزمان شبکه سراسری[۴] در زمان پیک از سال ۱۳۹۶ تا ۱۴۰۳ به طور متوسط حدود ۶۶ درصد ظرفیت اسمی نیروگاه‌های کشور بوده است. به عبارت ساده‌تر، راندمان نیروگاه‌های تولید برق کشور در حداکثر تولید به حدود ۶۶ درصد ظرفیت اسمی خود می‌رسد. بنابراین وقتی عنوان می‌شود که ظرفیت اسمی تولید برق ایران در سال ۱۴۰۳ حدود ۹۴/۶ گیگاوات است باید انتظار داشت که تولید همزمان برق در شبکه سراسری حدود ۶۲/۱ گیگاوات باشد. نکته حایز اهمیت این است که میزان برق دریافتی مصرف کنندگان حتی از این مقدار نیز کمتر است، چرا که حدود ۱۰ تا ۱۵ درصد تلفات برق در شبکه انتقال و توزیع باید از این رقم کسر شود. از سال ۱۴۰۰ به بعد، شکاف میان ظرفیت اسمی نیروگاه‌ها و توان عملیاتی شبکه در زمان پیک به طور قابل توجهی افزایش یافته است. یکی از دلایل اصلی این ناترازی، فرسودگی شدید برخی از نیروگاه‌ها و کاهش راندمان آنها است که باعث شده علیرغم حضور در فهرست ظرفیت نصب‌شده، در عمل از مدار تولید خارج شوند. علاوه بر این، به دلیل کمبود منابع مالی و بدهی‌های انباشته دولت، سرمایه‌گذاری کافی در تعمیرات اساسی و نگهداشت نیروگاه‌ها انجام نشده است. بخش دیگری از این شکاف به توسعه شتابان منابع تجدیدپذیر بازمی‌گردد، زیرا تولید واقعی این نیروگاه‌ها، به سبب شرایط متغیر جوی، اغلب فاصله چشمگیری با ظرفیت اسمی آنها دارد. از سوی دیگر، در سال‌های اخیر کاهش محسوس ورودی آب به مخازن سدها موجب شده است توان عملی نیروگاه‌های برق‌آبی، به ویژه در ساعات اوج مصرف، به طور قابل توجهی افت کند. این عوامل در مجموع موجب شده‌اند که بخش قابل توجهی از ظرفیت اسمی کشور عملاً در زمان نیاز واقعی بی‌اثر باقی بماند.

۱. ظرفیت اسمی که از آن با عناوینی نظیر «ظرفیت نصب‌شده» یا «ظرفیت نامی» نیز یاد می‌شود، حداکثر میزان توان الکتریکی است که یک نیروگاه تحت شرایط طراحی‌شده می‌تواند تولید کند. این مقدار بیانگر بالاترین توان تولیدی لحظه‌ای نیروگاه در شرایط بهره‌برداری کامل و بازدهی بهینه است. شایان ذکر است که ظرفیت اسمی معادل با متوسط تولید واقعی نیروگاه در طول زمان نیست، زیرا عواملی نظیر تعمیرات، نوسانات تأمین سوخت، تغییرات شرایط محیطی و محدودیت‌های عملیاتی باعث کاهش تولید واقعی نسبت به ظرفیت اسمی می‌شوند.
۲. مجموع توان عملی نیروگاه‌هایی که در زمان اوج بار شبکه سراسری در وضعیت آماده به کار و قابل بهره‌برداری بوده‌اند، اعم از نیروگاه‌های در مدار و نیروگاه‌هایی که قابلیت ورود سریع به مدار را دارند.
۳. برای حفظ پایداری شبکه، بخشی از توان آماده وارد مدار نمی‌شود. معمولاً ۱۰ درصد قدرت عملی به صورت رزرو باقی می‌ماند.
۴. مقدار برق واقعی تولیدشده و تحویل‌شده به شبکه توسط نیروگاه‌های متصل به شبکه سراسری کشور در لحظه ثبت اوج مصرف (پیک لحظه‌ای).

نمودار ۱. مقایسه ظرفیت اسمی نیروگاه‌های تولید برق و قدرت عملی و تولید همزمان شبکه سراسری در زمان پیک از سال ۱۳۹۶ تا ۱۴۰۳

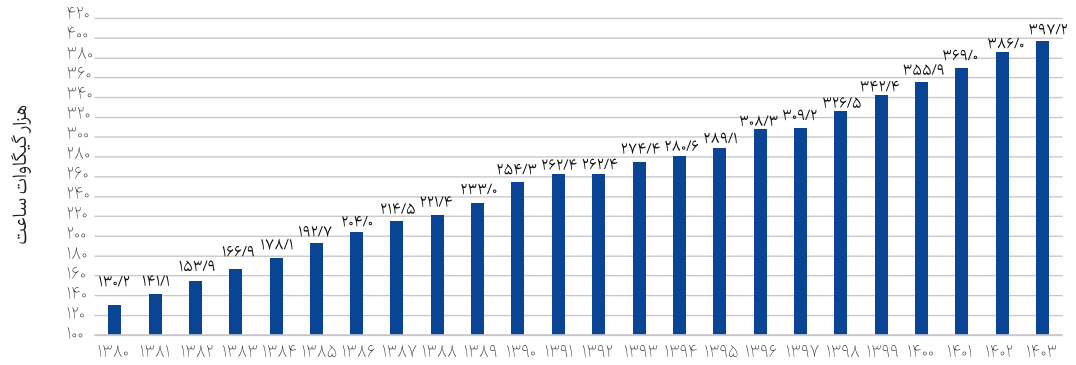


مأخذ: وزارت نیرو، گزارش‌های آماری سالانه صنعت آب و برق

برای بررسی متوسط تولید برق باید از تولید ناویژه[1] استفاده کرد. تولید ناویژه برق نیروگاه‌های کشور از ۱۳۰/۲ هزار گیگاوات ساعت[2] در سال ۱۳۸۰ با رشد مرکب سالانه ۵/۰ درصدی به ۳۹۷/۲ هزار گیگاوات ساعت در سال ۱۴۰۳ رسیده است. به عبارت ساده‌تر اگر توان تولید برق در کشور به طور متوسط در هر ساعت از سال ۱۴۰۳ حدود ۴۵/۳ گیگاوات باشد، آنگاه مجموع تولید ناویژه برق یک سال ۳۹۷/۲ هزار گیگاوات ساعت خواهد بود که از ضرب متوسط توان در هر ساعت در ۲۴ ساعت شبانه‌روز و ۳۶۵ روز سال به دست آمده است.

نمودار ۲ تولید ناویژه برق ایران را در سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۴۰۳ نشان می‌دهد.

نمودار ۲. تولید ناویژه برق ایران در سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۴۰۳



مأخذ: وزارت نیرو، ترازنامه انرژی و گزارش‌های آماری سالانه صنعت آب و برق

۱. تولید ناویژه جمع انرژی تولیدی مولدهای برق یک نیروگاه است که طی یک دوره زمانی معین (مثلاً یک سال) روی پایانه خروجی مولدها بر حسب کیلووات ساعت یا مگاوات ساعت اندازه‌گیری می‌شود. تولید ناویژه برق یک نیروگاه شامل برق مصرفی آن نیروگاه نیز می‌شود.

۲. گیگاوات ساعت عبارت است از یک میلیارد وات انرژی الکتریکی مصرف‌شده (یا تولیدشده) در طول یک ساعت.

بررسی روند تغییر سهم انواع نیروگاه‌ها در تولید ناویژه برق کشور طی سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۴۰۲ حاکی از جابجایی ساختاری در ترکیب فناوری‌های مورد استفاده در سیستم تولید برق ایران است. در سال ۱۳۸۰، نیروگاه‌های بخاری با سهم ۶۵/۷ درصد، ستون اصلی تولید برق کشور به شمار می‌رفتند. با گذشت زمان، این سهم به طور پیوسته کاهش یافته و در سال ۱۴۰۲ به ۲۱/۶ درصد رسیده است. این کاهش ناشی از فرسودگی نیروگاه‌های بخاری قدیمی، راندمان پایین و مصرف بالای سوخت آنها است. در مقابل، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی که راندمانی بالاتر دارند، از سهم ۱۴/۱ درصدی در سال ۱۳۸۰ به ۴۹/۳ درصد در سال ۱۴۰۲ رسیده‌اند. نیروگاه‌های گازی نیز با نوساناتی، سهم خود را در محدوده نسبتاً ثابتی در حدود ۲۱ تا ۲۶ درصد حفظ کرده‌اند. نیروگاه‌های برق‌آبی پس از تجربه رشد سهم تا ۹/۴ درصد در سال ۱۳۸۵، به دلیل کاهش بارندگی، خشکسالی‌های متوالی و محدودیت توسعه سدها، سهمی ناپایدار داشته و در سال ۱۴۰۲ تنها سهم ۵/۲ درصدی از تولید برق کشور داشته‌اند. نیروگاه‌های دیزلی از ابتدا سهم ناچیزی از تولید برق ایران داشته‌اند و عملاً در سال‌های اخیر از مدار تولید خارج شده‌اند. در مقابل، سهم نیروگاه‌های اتمی و تجدیدپذیر از صفر درصد در سال ۱۳۸۰ به ۲/۴ درصد در سال ۱۴۰۲ رسیده است که با وجود رشد مثبت، همچنان پایین‌تر از متوسط جهانی است. جدول ۱ سهم تولید ناویژه انرژی برق را به تفکیک نیروگاه‌های کشور در سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۴۰۲ نشان می‌دهد.

جدول ۱. سهم تولید ناویژه انرژی برق به تفکیک نیروگاه‌های کشور (درصد)*

سال/نیروگاه	بخاری	گازی	سیکل ترکیبی	دیزلی	برق‌آبی	اتمی و تجدیدپذیر
۱۳۸۰	۶۵/۷	۱۶/۰	۱۴/۱	۰/۳	۴/۰	۰/۰
۱۳۸۵	۴۸/۰	۲۱/۴	۲۱/۰	۰/۱	۹/۴	۰/۰
۱۳۹۰	۳۹/۹	۲۴/۵	۳۰/۳	۰/۰	۵/۰	۰/۲
۱۳۹۵	۲۹/۴	۲۶/۵	۳۵/۹	۰/۰	۵/۷	۲/۴
۱۴۰۰	۲۴/۱	۲۲/۱	۴۸/۷	۰/۰	۳/۴	۱/۶
۱۴۰۲	۲۱/۶	۲۱/۵	۴۹/۳	۰/۰	۵/۲	۲/۴

مأخذ: شرکت مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر)، ۵۷ سال صنعت برق ایران در آینه آمار

* در استانداردهای بین‌المللی، انرژی برق‌آبی به عنوان انرژی تجدیدپذیر قلمداد می‌شود و در جدول جهت مقایسه با سایر نیروگاه‌ها به صورت مجزا عنوان شده است.

با توجه به جدول ۲ متوسط راندمان نیروگاه‌های حرارتی، گازی و سیکل ترکیبی در ایران از سال ۱۳۸۰ تا سال ۱۴۰۱ عموماً ثابت بوده است. از سوی دیگر، تعداد واحدهای سیکل ترکیبی از چهار نیروگاه در سال ۱۳۸۰ به ۳۸ نیروگاه در سال ۱۴۰۱ رسیده است - رشدی قریب به ۱۰ برابر که از سیاست جایگزینی واحدهای راندمان بالاتر با واحدهای کم‌بازده حکایت دارد. همین جابجایی ساختاری باعث شده میانگین راندمان کل نیروگاه‌های حرارتی از حدود ۳۱/۹ درصد در سال ۱۳۸۰ به حدود ۳۴/۳ درصد در سال ۱۴۰۱ افزایش یابد.

بر پایه آمار سال ۱۴۰۱، راندمان متوسط نیروگاه‌های بخاری کشور معادل ۳۶/۶ درصد است. این در حالی است که سطح راندمان جهانی این نیروگاه‌ها به طور میانگین حدود ۳۸ درصد بوده و در کشورهای پیشرفته به ۴۲ درصد نیز می‌رسد. از سوی دیگر، راندمان نیروگاه‌های گازی ساده در ایران حدود ۲۶ درصد بوده که ۷ واحد درصد پایین‌تر از میانگین جهانی و حدود ۱۰ واحد درصد کمتر از راندمان این نوع نیروگاه‌ها در کشورهای پیشرفته است. در بخش سیکل ترکیبی، هرچند راندمان نیروگاه‌های ایران به حدود ۴۵ درصد می‌رسد، اما این رقم همچنان پایین‌تر از میانگین جهانی ۴۸ درصد بوده و فاصله‌ای قابل توجه با نسل جدید این نیروگاه‌ها با راندمان ۶۵ درصد دارد. بنابراین، در هر سه فناوری، راندمان نیروگاه‌های ایران از متوسط جهانی و سطوح کشورهای پیشرفته عقب‌تر است. بنابراین هرچند جابجایی به سمت سیکل ترکیبی گامی مثبت در بهبود بهره‌وری بوده، اما برای نزدیک شدن به متوسط جهانی، ضرورت دارد پروژه‌های بازتوانی، ارتقای راندمان و توسعه واحدهای سیکل ترکیبی نسل جدید با اولویت بالاتر دنبال شوند. طبیعتاً بدون اصلاح ساختار قیمت سوخت، سرمایه‌گذاری در فناوری‌های با راندمان بالاتر توجیه‌پذیری کمتری خواهد داشت.

جدول ۲. مقایسه راندمان نیروگاه‌های حرارتی تولید برق ایران در سال‌های ۱۳۸۰ و ۱۴۰۱

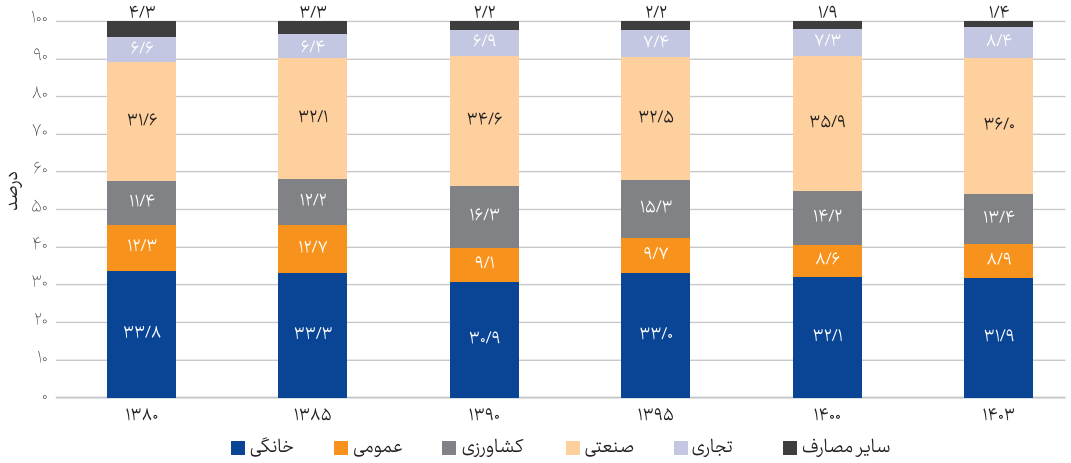
سال/نیروگاه	راندمان (درصد)				تعداد نیروگاه‌های فعال		
	بخاری	گازی	سیکل ترکیبی	کل نیروگاه‌های حرارتی	بخاری	گازی	سیکل ترکیبی
۱۳۸۰	۳۶/۹	۲۷/۰	۴۴/۹	۳۱/۹	۱۹	۳۰	۴
۱۴۰۱	۳۶/۶	۲۶/۰	۴۵/۲	۳۴/۳	۲۰	۵۵	۳۸

مأخذ: ترازنامه انرژی سال‌های مختلف

۲-۱-۳. مصرف برق

کل مصرف برق در ایران از ۹۷/۲ هزار گیگاوات ساعت در سال ۱۳۸۰ با متوسط رشد سالانه ۵/۶ درصدی به ۳۴۰/۲ هزار گیگاوات ساعت در سال ۱۴۰۳ بالغ شده است. با توجه به نمودار ۳، سهم بخش خانگی از کل مصرف برق از ۳۳/۸ درصد در سال ۱۳۸۰ به ۳۱/۹ درصد در سال ۱۴۰۳ کاهش یافته و این در حالی است که سهم بخش صنعت از کل مصرف برق در بازه زمانی مذکور حدود ۴/۴ واحد درصد افزایش یافته است.

نمودار ۳. سهم بخش‌های مختلف از کل مصرف برق در ایران



مأخذ: وزارت نیرو، گزارش‌های آماری سالانه صنعت آب و برق

مصرف برق بخش صنعت از سال ۱۳۸۰ تا سال ۱۴۰۳ حدود ۲۹۹ درصد به صورت مطلق و به طور متوسط سالانه ۶/۲ درصد رشد داشته است. این در حالی است که طبق گزارش مرکز آمار ایران، ارزش افزوده واقعی بخش صنعت از سال ۱۳۸۰ تا سال ۱۴۰۳- به قیمت‌های ثابت سال ۱۴۰۰ - رشدی حدود ۱۳۴ درصدی به صورت مطلق و ۳/۸ درصدی به طور متوسط در هر سال داشته است. به بیان ساده‌تر، مقدار محصول نهایی یا ارزش افزوده بخش صنعت خیلی کمتر از مقدار افزایش مصرف برق این بخش رشد داشته است. باید توجه داشت که در اقتصاد معمولاً انتظار می‌رود رشد مصرف انرژی (برق) متناسب یا اندکی کمتر از رشد تولید باشد، زیرا با بهبود فناوری، معمولاً بهره‌وری انرژی ارتقا می‌یابد و میزان مصرف برق برای هر واحد تولید کاهش پیدا می‌کند.

رشد شتابان مصرف برق در ایران یا ناشی از گسترش تولید محصولات با ارزش افزوده پایین است یا از کاهش بهره‌وری در مصرف برق صنایع نشأت می‌گیرد. به دلیل قیمت نسبتاً ارزان برق در ایران (ناشی از یارانه‌های گسترده در حوزه حامل‌های انرژی)، سرمایه‌گذاري براي افزايش بهره‌وري و كاهش شدت انرژي در وسايل، تجهيزات و فرآيندهاي انرژي‌بر براي صاحبان صنايع داراي توجيه اقتصادي نبوده و آنها انگيزه‌اي براي خريد لوازم و تجهيزات مدرن با قيمت بالا ندارند.

همچنين وجود انحصارهاي دولتي و عدم وجود بازار رقابتي و كندي واگذاری بخش دولتي به بخش خصوصي، از مهمترين عوامل مصرف بي‌رويه انرژي با بهره‌وري پايين است. در واقع حتی در صورت اصلاحات قیمت انرژی، بخش دولتی انگیزه چندانی برای افزایش بهره‌وری انرژی ندارد. از سوی دیگر با اعمال تحریم‌های اقتصادی، سیاست‌های دولت به سوی افزایش تولید و صادرات در صنایعی متمایل شده که عمدتاً انرژی‌بر بوده و به طور کلی به تولید محصولات خام و نیمه‌خام مشغول‌اند. به بیان دیگر، در شرایط تحریم، سیاست‌های صنعتی بیش از آن که بر تقویت فناوری‌های پیشرفته و تولید کالاهای با ارزش افزوده بالا متمرکز باشند، بر گسترش صنایع بالادستی و انرژی‌بر تأکید داشته‌اند.

۳-۱-۳. تجارت برق

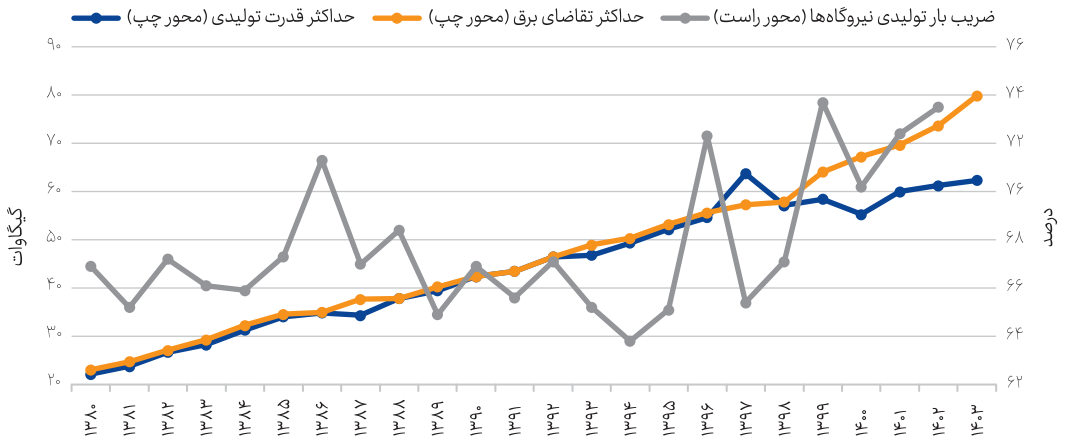
صادرات برق ایران از ۹,۶۶۰ گیگاوات ساعت در سال ۱۳۹۳ با ۴۸/۹ درصد کاهش به ۴,۹۳۷ گیگاوات ساعت در سال ۱۴۰۱ رسید. در روندی معکوس واردات برق ایران از ۳,۷۷۲ گیگاوات ساعت در سال ۱۳۹۳ با ۷/۱ درصد افزایش به ۴,۰۴۱ گیگاوات ساعت در سال ۱۴۰۱ رسید. به عبارت دیگر خالص صادرات برق ایران از ۵,۸۸۸ گیگاوات ساعت در سال ۱۳۹۳ به ۸۹۶ گیگاوات ساعت در سال ۱۴۰۱ تقلیل یافته است. در واقع حدود ۰/۲ درصد از تولید ناویژه برق کشور در سال ۱۴۰۱ به طور خالص صادر شده است. بنابراین می‌توان ادعا کرد که صادرات برق ایران به خارج از کشور ناچیز بوده و تأثیرگذاری قابل توجهی بر ناترازی برق در ایران ندارد.

۴-۱-۳. ناترازی برق

عمده ناترازی برق در سال‌های اخیر معطوف به ناترازی در پیک مصرف بوده است. با توجه به نمودار ۴، از سال ۱۳۸۰ تا سال ۱۳۹۸ عمدتاً شکاف معناداری میان حداکثر تقاضای برق و حداکثر ظرفیت تولید برق در زمان اوج مصرف مشاهده نشده است. تنها در برخی سال‌ها، نظیر ۱۳۸۷ و ۱۳۹۳، فاصله اندکی میان این دو متغیر وجود داشته که علت اصلی آن کاهش بارندگی و افت محسوس تولید نیروگاه‌های برق‌آبی بوده است. به عنوان نمونه، تولید ناخالص برق‌آبی در سال ۱۳۸۷ نسبت به سال پیش از آن، حدود ۷۴ درصد کاهش یافته است. تا پیش از سال ۱۳۹۹ شکاف میان عرضه و تقاضای برق در پیک مصرف عموماً در حدود یک گیگاوات بود، اما از این سال روند ناترازی تشدید شد و در نهایت این مهم در سال ۱۴۰۳ به ۱۵/۴ گیگاوات رسید. به عبارت دیگر، ناترازی برق مصرفی در زمان اوج مصرف در سال ۱۴۰۳ به حدود ۱۹/۳ درصد کل تقاضا در همین بازه افزایش یافته است. پیش‌بینی می‌شود که حداکثر ۴ گیگاوات به تولید واقعی برق کشور تا پایان سال ۱۴۰۴ افزوده شود. با توجه به افزایش سالانه ۶/۲ درصدی تقاضای برق و ناترازی قابل‌توجه ۲۰ تا ۲۵ گیگاواتی در تابستان ۱۴۰۴، انتظار می‌رود این شکاف بین عرضه و تقاضای برق در سال ۱۴۰۵ نیز تداوم داشته باشد.

نکته حایز اهمیت آن است که همزمان با تشدید ناترازی برق در کشور، فشار عملیاتی بر نیروگاه‌های تولید برق در سال‌های اخیر به طور محسوسی افزایش یافته است. روند صعودی ضریب بار تولیدی[1] طی سال‌های ۱۳۹۹ تا ۱۴۰۳ نشان‌دهنده کاهش حاشیه اطمینان در بخش تولید برق کشور است، به طوری که نیروگاه‌های تولید برق ناگزیر شده‌اند در ساعت‌های بیشتری نزدیک به ظرفیت عملی خود فعالیت کنند تا شکاف میان عرضه و تقاضای برق را پوشش دهند. این فشار مستمر، فرصت لازم برای تعمیرات دوره‌ای را کاهش داده و موجب تشدید فرسودگی و استهلاک تجهیزات شده است. به این ترتیب احتمال بروز اختلالات فنی و خاموشی‌های گسترده در آینده افزایش یافته است. در چنین شرایطی، افزایش ظاهری ضریب بار، نه به معنای بهره‌وری بالاتر، بلکه بازتابی از وضعیت ناپایدار و فشار مداوم بر ظرفیت موجود تولید برق است. تداوم این روند بدون توسعه ظرفیت جدید، به ویژه در بخش نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و تجدیدپذیر، می‌تواند پایداری شبکه را در سال‌های آتی به طور جدی تهدید کند. نمودار ۴ حداکثر تقاضا و تأمین برق در زمان پیک مصرف و ضریب بار تولیدی نیروگاه‌ها در ایران را از سال ۱۳۸۰ تا ۱۴۰۳ نشان می‌دهد.

نمودار ۴. حداکثر تقاضا و تأمین برق در زمان پیک مصرف در ایران

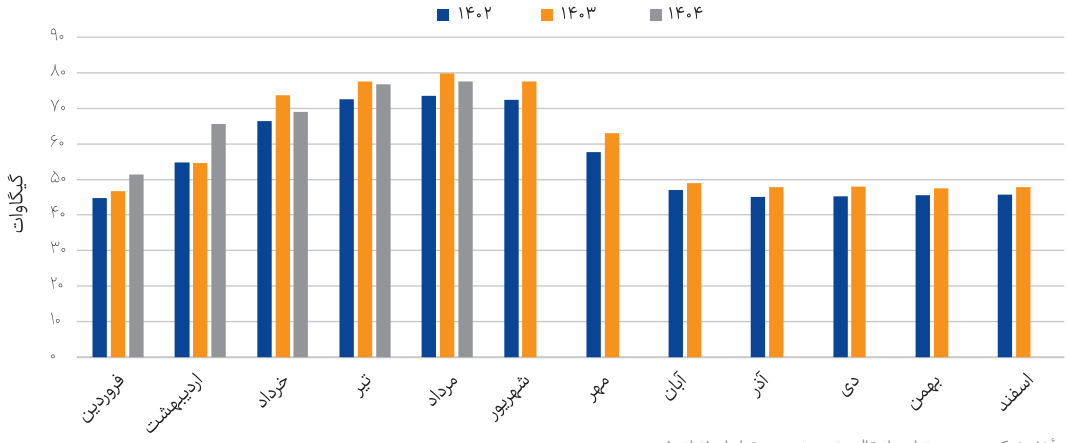


مأخذ: شرکت مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر)، ۵۷ سال صنعت برق ایران در آینه آمار

۱. ضریب بار تولیدی شاخصی است برای سنجش میزان استفاده واقعی از ظرفیت تولید نیروگاه‌ها در یک دوره زمانی معین. این شاخص از نسبت انرژی واقعی تولیدشده در طول دوره به حداکثر ظرفیت عملی تولید در همان دوره به دست می‌آید. اگر ضریب بار نزدیک ۱۰۰ درصد باشد، یعنی نیروگاه بیشتر زمان‌ها با حداکثر توان کار کرده و اگر خیلی کم باشد، یعنی بخشی از ظرفیتش بلااستفاده مانده است.

در هر سال با فرارسیدن فصل تابستان و افزایش تقاضای مصرف برق، دولت و وزارت نیرو می‌کوشند با اجرای اقداماتی همچون اعمال تعرفه‌های تشویقی و تنبیهی، تغییر ساعات کاری ادارات و نیز اعمال محدودیت بر تولید صنایع، بخشی از تقاضای اوج مصرف برق را مدیریت کنند. در گذشته این تدابیر عمدتاً در ماه‌های گرم سال متمرکز بود و تا حدودی از بروز بحران جلوگیری می‌کرد. با این وجود در سال ۱۴۰۳ ناترازی برق از ماه‌های گرم سال فراتر رفت. برخلاف سال‌های ۱۴۰۱ و ۱۴۰۲ که مشکل کمبود برق بیشتر در ماه‌های گرم سال بروز می‌کرد، در سال ۱۴۰۳ کمبود برق در زمان اوج مصرف از خردادماه آغاز شد و تا پایان مهرماه ادامه یافت. این تداوم ناترازی، نشانه‌ای از عمیق شدن چالش‌های زیرساختی صنعت برق در ایران و افزایش فاصله میان عرضه و تقاضا در عمده فصول سال است. حداکثر تقاضای برق در زمان پیک مصرف در سال ۱۴۰۳ نسبت به سال ۱۴۰۲ حدود ۸/۷ درصد افزایش یافته، در حالی که حداکثر قدرت تولید برق در همین مدت تنها ۱/۸ درصد رشد را نشان می‌دهد. همچنین در مردادماه ۱۴۰۴ حداکثر تقاضای برق در پیک به ۷۷/۵ گیگاوات افزایش یافته که تغییر محسوسی را نسبت به ماه مشابه سال گذشته نشان نمی‌دهد، اگرچه در ماه‌های فروردین و اردیبهشت ۱۴۰۴، تقاضای برق در پیک رشد سالانه قابل توجهی داشته است. نمودار ۵ حداکثر تقاضای ماهانه برق در زمان پیک مصرف را در سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ و پنج‌ماهه ابتدایی سال ۱۴۰۴ نشان می‌دهد.

نمودار ۵. حداکثر تقاضای ماهانه برق در زمان پیک مصرف در سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ و پنج‌ماهه ابتدایی سال ۱۴۰۴



مأخذ: شرکت مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر)

۲-۳. گاز طبیعی

۱-۲-۳. تولید گاز طبیعی

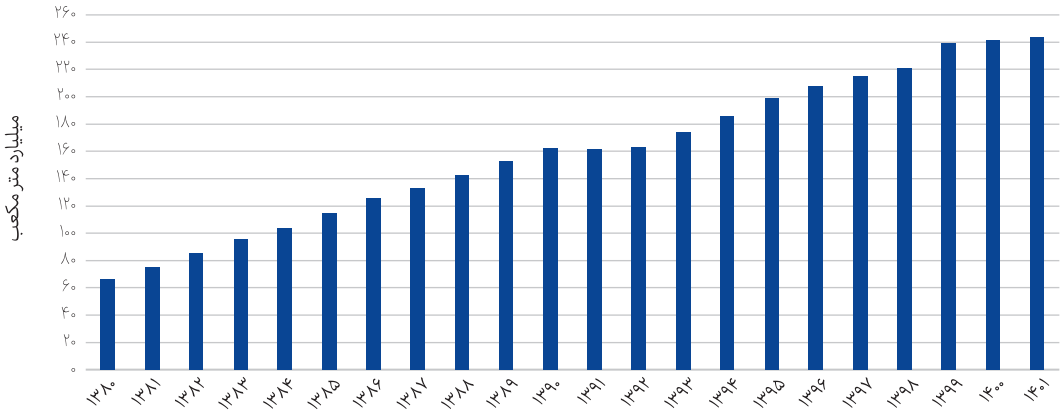
بر اساس آخرین آمار اوپک، در سال ۲۰۲۳ ایران با دارا بودن حدود ۳۴/۰ تریلیون متر مکعب ذخایر گاز طبیعی پس از روسیه با ۴۴/۱ تریلیون متر مکعب، دومین ذخایر گاز طبیعی در دنیا را در اختیار داشته است. عمده میادین گازی ایران در بخش دریا قرار دارد و میدان پارس جنوبی با دارا بودن حدود ۴۰ درصد از کل ذخیره گازی کشور، اصلی‌ترین میدان گازی کشور محسوب می‌شود. این میدان به تنهایی به صورت متوسط ۷۴/۹ درصد از تولید گاز طبیعی کشور را به خود اختصاص داده است و ۲۵/۱ درصد دیگر از سایر میادین گازی کوچک و پراکنده تأمین می‌شود. در سال ۲۰۲۳، ایران با تولید ۲۷۵ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی در سال، با سهم ۶/۴ درصدی از کل تولید گاز طبیعی جهان (۴,۲۸۳ میلیارد متر مکعب) بعد از کشورهای آمریکا و روسیه، در جایگاه سوم قرار دارد.[1]

1. OPEC, Annual Statistical Bulletin 2024

۲-۲-۳. مصرف گاز طبیعی بخش‌های مختلف در ایران

بررسی میزان مصرف گاز طبیعی ایران نشان می‌دهد که کشور ایران با مصرف ۲۴۳/۸ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی در سال ۱۴۰۱ (حدود ۶۶۲ میلیون متر مکعب در روز در این سال) در بخش‌های مختلف، سهم ۶ درصدی از کل مصرف دنیا دارد و از این منظر در رده چهارم جهان قرار می‌گیرد. حجم مصرف گاز طبیعی ایران از حدود ۶۶/۳ میلیارد متر مکعب در سال ۱۳۸۰ (حدود ۱۸۲ میلیون متر مکعب در روز در این سال) با نرخ رشد مرکب سالانه ۶/۴ درصدی به ۲۴۳/۸ میلیارد متر مکعب در سال ۱۴۰۱ افزایش یافته است. نمودار ۶ حجم مصرف گاز طبیعی ایران در سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۴۰۱ را نشان می‌دهد.

نمودار ۶. حجم مصرف گاز طبیعی ایران در سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۴۰۱



مأخذ: ترازنامه انرژی سال‌های مختلف

طبق اظهارات مدیرعامل شرکت ملی گاز ایران[1] ، حجم گاز مصرفی کشور در دی و بهمن سال ۱۴۰۳ به طور متوسط به ۸۶۳ میلیون متر مکعب و ۸۷۰ میلیون متر مکعب در روز بالغ شد. در زمستان سال ۱۴۰۳، مصرف کل گاز طبیعی کشور به صورت متوسط نسبت به زمستان سال ۱۴۰۲ حدود ۸ درصد افزایش یافت. در سال ۱۴۰۳ ناترازی گاز طبیعی در پیک مصرف به حدود ۳۰۰ تا ۳۵۰ میلیون متر مکعب در روز افزایش یافت.
بخش‌های مصرف‌کننده گاز طبیعی در کشور عمدتاً به سه دسته مصارف گازرسانی، تزریق به مخازن نفتی - به منظور حفظ فشار و افزایش تولید - و نهایتاً صادرات گاز طبیعی تقسیم می‌شوند. تخصیص گاز در کشور با اولویت مصارف گازرسانی صورت می‌پذیرد و عمده گاز مصرفی کشور به این بخش اختصاص می‌یابد، به نحوی که حدود ۸۰ درصد از کل گاز تحویلی به شرکت ملی گاز را تشکیل می‌دهد. سایر مصارف نیز مربوط به مواردی مانند صادرات، تزریق به مخازن نفتی، گاز سوخته‌شده در مشعل، سوخت پالایشگاه‌ها و ذخیره‌سازی گاز می‌شوند. مصارف گازرسانی خود شامل سه بخش «مصارف نیروگاهی»، «مصارف خانگی، تجاری و صنایع غیرعمده» و «مصارف صنایع عمده» است.
در یک دسته‌بندی دیگر می‌توان کل مصارف گاز طبیعی را به سه بخش مصارف نهایی گاز طبیعی، مصارف بخش انرژی و صادرات تقسیم کرد.

مصارف نهایی گاز طبیعی مستقیماً توسط بخش‌های مصرف‌کننده نهایی نظیر خانوارها، صنایع، بخش حمل‌ونقل و پتروشیمی به عنوان سوخت یا به عنوان خوراک صورت می‌پذیرد. مصارف بخش انرژی عموماً شامل نیروگاه‌های تولید برق، پالایشگاه‌های گازی و نفتی و حتی سیستم‌های تقویت فشار گاز می‌شود. از کل مصرف گاز طبیعی در سال ۱۴۰۱ حدود ۶۱/۳ درصد به بخش مصارف نهایی گاز طبیعی و ۳۸/۷ درصد دیگر به بخش مصارف انرژی اختصاص داشته است.
بررسی تغییرات مصرف گاز طبیعی کشور در خلال سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۴۰۱ نشان می‌دهد که علاوه بر افزایش قابل توجه مصرف گاز طبیعی در کشور، الگوی مصرف بخش‌های مختلف اقتصادی نیز تغییر محسوسی یافته است. آمارهای ترازنامه انرژی نشان می‌دهد که به خصوص پس از تحریم‌های اقتصادی، جهت‌گیری سیاست‌های صنعتی کشور به سمت بهره‌برداری بیشتر از انرژی به عنوان یک مزیت رقابتی بوده است. در واقع، تحریم‌های اقتصادی نه تنها سرمایه‌گذاری خارجی در بخش تولید گاز طبیعی را محدود کردند، بلکه دولت را به افزایش حمایت از صنایع انرژی‌بر و صادرات آنها با هدف کسب درآمدهای ارزی سوق دادند. این تغییر رویکرد صنعتی سبب شد مصرف گاز طبیعی، به ویژه در حوزه‌هایی همچون فولاد، سیمان و پتروشیمی، رشد چشمگیری داشته باشد. در نتیجه، بخشی از

۱. خبرگزاری ایرنا، رکوردشکنی شرکت انتقال گاز در سرمای ۱۴۰۳، کد خبر: ۸۵۷۸۷۹۰۱

افزایش مصرف گاز طبیعی در سال‌های اخیر را می‌توان به تغییر اولویت‌های صنعتی کشور و تشویق تولید در صنایع انرژی‌بر نسبت داد.
بررسی آمارهای ترازنامه انرژی حاکی از تغییر الگوی مصرف گاز طبیعی در کشور طی دو دهه گذشته است، به طوری که سهم بخش خانگی، عمومی و تجاری از مصارف نهایی از ۶۴/۱ درصد در سال ۱۳۸۰ به ۴۷/۷ درصد در سال ۱۴۰۱ تقلیل یافته و در سوی دیگر، سهم بخش صنعت در همین بازه زمانی از ۱۹/۴ درصد به ۲۶/۶ درصد افزایش یافته است. مصرف گاز در بخش خانگی، عمومی و تجاری اگرچه بین سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۴۰۱ رشدی ۲۱۰ درصدی داشته، اما رشد در بخش صنعت بسیار پرشتاب‌تر بوده و به حوالی ۴۶۹ درصد رسیده است - تفاوتی که به روشنی تغییر محور مصرف را به سمت فعالیت‌های تولیدی نشان می‌دهد. همچنین مجموع گاز تحویلی به صنعت پتروشیمی (مجموع خوراک و سوخت) در بازه زمانی مذکور حدود ۳۲۵ درصد رشد داشته است. از سوی دیگر، سهم بخش حمل‌ونقل از تقریباً صفر درصد در سال ۱۳۸۰ به ۵/۸ درصد در سال ۱۴۰۱ رسیده است که عمدتاً به سیاست‌های گازسوز کردن گسترده خودروهای سواری باز می‌گردد. در مصارف بخش انرژی، عمده مصرف (۷۲/۴ درصد) مربوط به استفاده نیروگاه‌های تولید برق از گاز طبیعی است. در مجموع، ساختار مصرف گاز طبیعی در کشور طی دو دهه اخیر تغییر کرده و از مصرف غالب خانگی و خدماتی به سوی مصرف بیشتر در فعالیت‌های تولیدی حرکت کرده است. جدول ۳ سهم هر یک از بخش‌ها و زیربخش‌های مصرف گاز طبیعی ایران را در سال‌های ۱۳۸۰ و ۱۴۰۱ نشان می‌دهد.

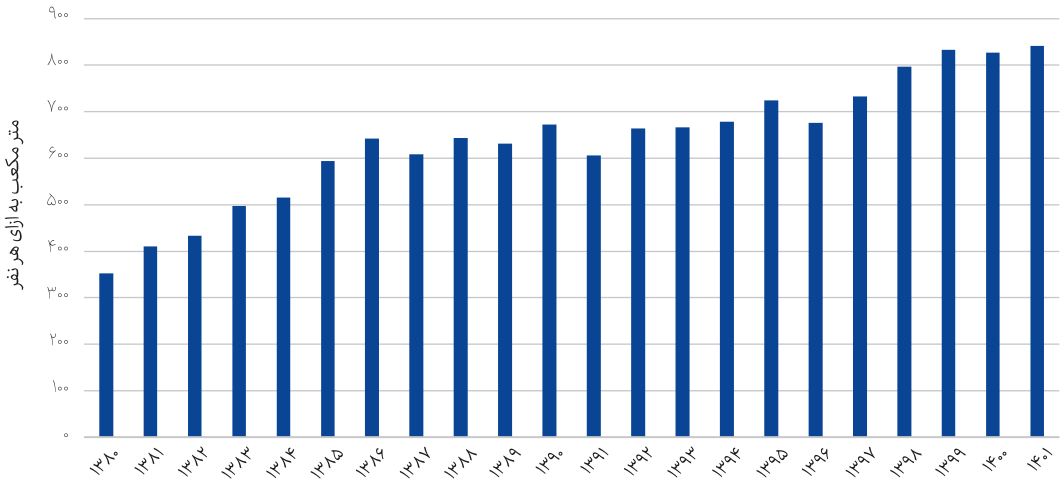
جدول ۳. سهم مصرف گاز طبیعی هر بخش در سال‌های ۱۳۸۰ و ۱۴۰۱

بخش‌ها و زیربخش‌ها			مصرف گاز طبیعی در سال ۱۳۸۰	سهم هر بخش در سال ۱۳۸۰	مصرف گاز طبیعی در سال ۱۴۰۱	سهم هر بخش در سال ۱۴۰۱	تغییر مصرف سال ۱۴۰۱ به ۱۳۸۰
			(میلیارد متر مکعب)	(درصد)	(میلیارد متر مکعب)	(درصد)	(درصد)
مصارف نهایی گاز طبیعی	مصارف نهایی گاز طبیعی برای تأمین انرژی	خانگی، تجاری و عمومی	۲۳/۰	۶۴/۱	۷۱/۳	۴۷/۷	۲۱۰
		حمل و نقل	۰/۰	۰/۰	۸/۶	۵/۸	-
		کشاورزی	۰/۰	۰/۰	۴/۹	۳/۳	-
		صنعت	۷/۰	۱۹/۴	۳۹/۷	۲۶/۶	۴۶۹
		سوخت پتروشیمی	۲/۵	۶/۹	۱۴/۹	۹/۹	۵۰۰
	مصارف غیرانرژی	خوراک پتروشیمی	۳/۴	۹/۵	۱۰/۱	۶/۸	۱۹۸
جمع مصارف نهایی			**۳۵/۹**	**۱۰۰,۰**	**۱۴۹/۵**	**۱۰۰/۰**	**۳۱۷**
مصارف بخش انرژی		نیروگاه‌های تولید برق	۲۵/۰	۸۳/۲	۷۲/۴	۷۶/۸	۱۹۰
		سوخت پالایشگاه‌های نفت	۳/۰	۹/۸	۵/۷	۶/۰	۹۱
		سوخت پالایشگاه‌های گاز و ایستگاهای تقویت فشار	۱/۷	۵/۸	۱۳/۸	۱۴/۷	۶۹۹
		سایر	۰/۴	۱/۲	۲/۴	۲/۵	۵۵۵
جمع مصارف بخش انرژی			**۳۰/۱**	**۱۰۰,۰**	**۹۴/۳**	**۱۰۰/۰**	**۲۱۴**
صادرات			۰/۴	-	-	-	-
جمع کل مصارف			**۶۶/۳**	**-**	**۲۴۳/۸**	**-**	**۲۶۴**

مأخذ: ترازنامه انرژی

دلایل مختلفی از جمله افزایش جمعیت، ارایه یارانه انرژی، گسترش شهرنشینی و توسعه گازرسانی (به ویژه به روستاها) به طور طبیعی مصرف بخش خانگی گاز طبیعی را افزایش داده‌اند. سرانه مصرف گاز طبیعی بخش خانگی از ۳۵۲ متر مکعب به ازای هر نفر در سال ۱۳۸۰ به حدود ۸۴۲ متر مکعب در سال ۱۴۰۱ افزایش یافته است. همچنین درصد پوشش کل خانوارهای کشور اعم از شهری و روستایی به شبکه سراسری گاز طبیعی از حدود ۶۶ درصد در سال ۱۳۸۰ به بیش از ۹۵ درصد در سال ۱۴۰۱ افزایش یافته است. نمودار ۷ سرانه مصرف گاز طبیعی بخش خانگی در سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۴۰۱ را نشان می‌دهد.

نمودار ۷. سرانه مصرف گاز طبیعی بخش خانگی در سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۴۰۱



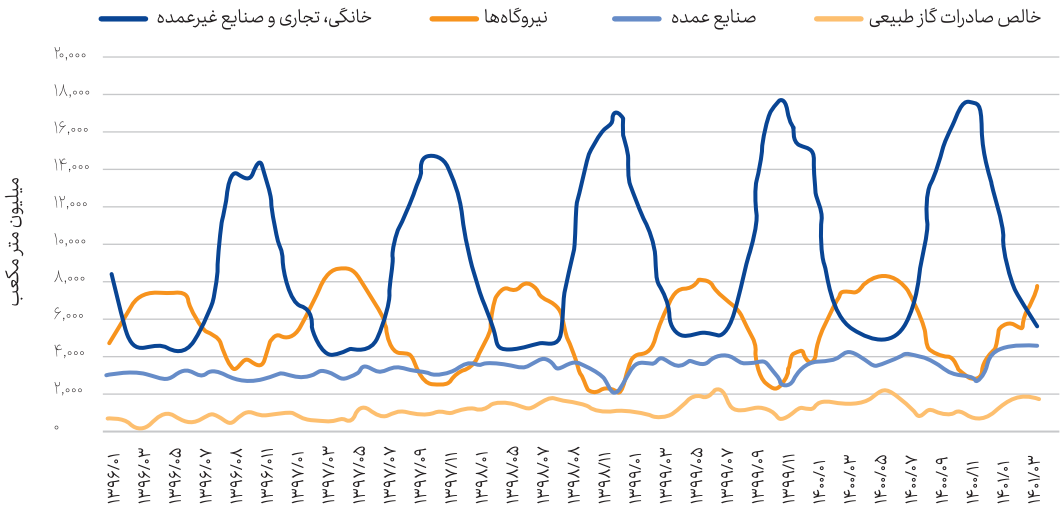
مأخذ: ترازنامه انرژی سال‌های مختلف

۳-۲-۳. ناترازی گاز طبیعی

ایران با وجود این که به عنوان دومین کشور دارنده ذخایر گازي جهان شناخته می‌شود، با رشد فزاینده مصرف و محدودیت در تولید، با مشکل ناترازي و تأمین گاز به خصوص در فصول سرد سال روبه‌رو شده است. وابستگي ۷۰ درصدي بخش‌هاي مختلف مصرفي به گاز طبيعي و مصرف غيربهينه انرژي از يك سو و وابستگي تأمين گاز كشور به ميدان پارس جنوبي و افت فشار اين ميدان از سوي ديگر، تأمين انرژي براي كشور را با چالش جدي مواجه كرده است. در مواجهه با مسأله ناترازي گاز طبيعي، بايد دو مفهوم ناترازي فصلي و ناترازي سالانه را از يكديگر تفكيك كرد. با آغاز ماه‌های سرد سال، تقاضای گاز طبیعی به ویژه به منظور گرمایش محیطی، به طور طبیعی افزایش می‌یابد. زمانی که تقاضا از عرضه گاز طبیعی پیشی می‌گیرد، بخشی از تقاضای نیروگاهی و صنعتی با سوخت‌های مایع (مازوت، گازوییل و نفت کوره سبک) جایگزین می‌شود. به این ترتیب عمده افزایش تقاضای زمستانی گاز طبیعی مربوط به بخش‌های خانگی، تجاری و صنایع غیرعمده بوده که در نمودار ۸ به وضوح قابل مشاهده است. با توجه به اولویت تأمین بخش خانگی و تجاری در فصول سرد سال، محدودیت‌هایی بر مصرف گاز نیروگاه‌ها و صنایع عمده و در سال‌های اخیر بر صادرات گاز اعمال شده است. صنایع عمده و نیروگاه‌های تولید برق جهت حفظ تولید خود و مقابله با کمبود گاز، سایر سوخت‌های جایگزین فسیلی را به عنوان سوخت مصرف می‌کنند. جایگزینی سوخت منجر به افزایش هزینه‌های تولید، تشدید آلودگی هوا و کاهش راندمان تولید در این بخش‌ها می‌شود. به دلیل استفاده از فرآورده‌های نفتی مانند گازوییل و مازوت به عنوان جانشین گاز در نیروگاه‌ها، نیروگاه‌های حرارتی کشور حدود ۱۶/۵ میلیارد لیتر سوخت مایع (گازوئیل و نفت کوره) را در سال ۱۴۰۲ به عنوان سوخت جانشین گاز طبیعی مصرف کرده‌اند که رشد حدوداً دو برابری (۹۳/۸ درصدی) را نسبت به سال ۱۳۹۶ نشان می‌دهد. حدود ۶۰ درصد از این سوخت جانشین تنها در فصل زمستان در نیروگاه‌ها مصرف شده است.

بررسی الگوی ماهانه مصرف گاز طبیعی در بخش‌های مختلف کشور نشان‌دهنده اثر فصلی است، چرا که میزان مصرف در فصل بهار تا میانه تابستان کاهش یافته و سپس تا اوایل پاییز روندی نسبتاً ثابت دارد. از نیمه پاییز و همزمان با آغاز فصل سرما، مصرف گاز مجدداً افزایش می‌یابد. این تغییرات عمدتاً ناشی از افزایش مصرف در بخش‌های خانگی و تجاری است. نوسان ذکرشده در الگوی مصرف گاز طبیعی موجب تعمیق شکاف عرضه و تقاضا در فصول سرد سال می‌شود. بررسی روند مصرف گاز طبیعی نشان می‌دهد که در سال ۱۳۹۰، مصرف روزانه در ایام گرم سال حدود ۳۴۰ میلیون متر مکعب و در ایام سرد حدود ۵۲۵ میلیون متر مکعب بوده است. به عبارت دیگر، اختلاف مصرف بین دو فصل به حدود ۱۸۰ میلیون متر مکعب در روز می‌رسید. با افزایش تقاضا در دهه اخیر، مصرف گاز در فصول گرم سال ۱۴۰۰ تقریباً معادل مصرف فصول سرد سال ۱۳۹۰ شده، در حالی که شکاف مصرف بین فصول گرم و سرد سال ۱۴۰۰ به ۲۲۱ میلیون متر مکعب در روز افزایش یافته است. نمودار ۸ روند مصرف گاز طبیعی بخش‌های مختلف را از فروردین سال ۱۳۹۶ تا خرداد ۱۴۰۱ نشان می‌دهد.

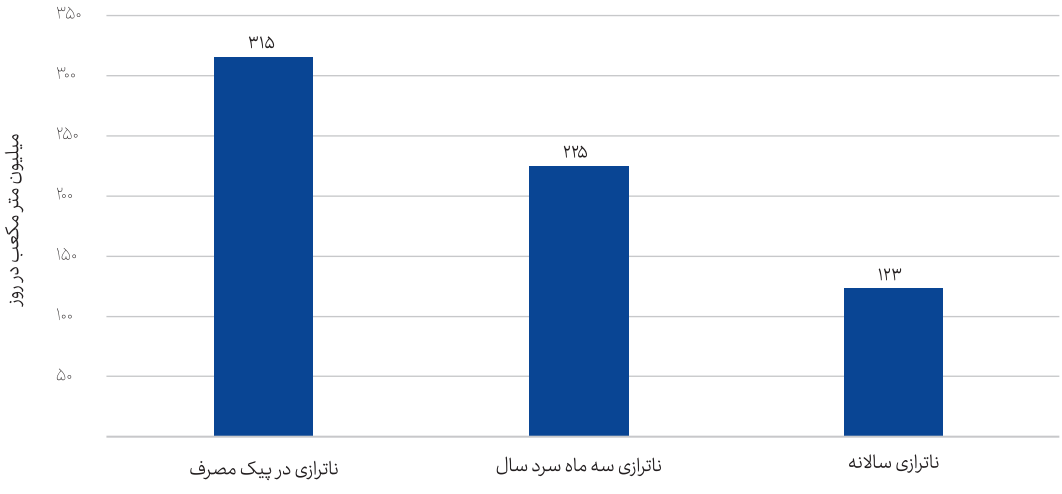
نمودار ۸. روند مصرف ماهانه گاز طبیعی بخش‌های مختلف از فروردین سال ۱۳۹۶ تا خرداد ۱۴۰۱



مأخذ: مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، مسائل راهبردی بخش انرژی در برنامه هفتم توسعه (۱): ذخیره‌سازی انرژی

طبق آخرین آمار رسمی، در سال ۱۴۰۱ میزان ناترازي گاز مصرفی به صورت متوسط در سه ماه سرد سال و در سردترین ماه سال به ترتیب معادل ۲۲۵ و ۳۱۵ میلیون متر مکعب در روز بوده است. با توجه به این که اقدام قابل توجهي در راستاي کاهش ناترازي انرژی در سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ انجام نشده، این انتظار وجود دارد که ناترازی گاز در سال‌های آینده از وضعیت ناترازی فصلی در زمستان به کل سال تعمیم یابد. نمودار ۹، وضعیت ناترازی گاز طبیعی ایران در سال ۱۴۰۱ را نشان می‌دهد.

نمودار ۹. وضعیت ناترازی گاز طبیعی ایران در سال ۱۴۰۱



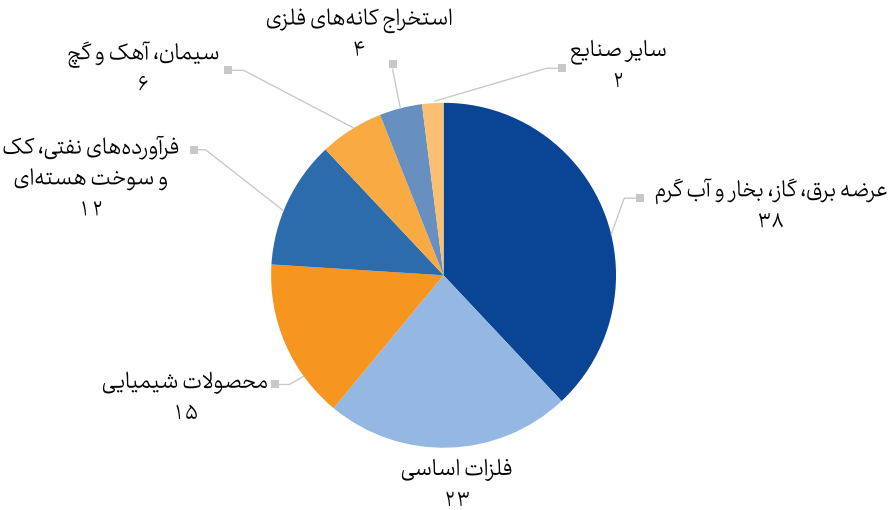
مأخذ: مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، ناترازی گاز در کشور (۱)، زمستان ۱۴۰۲

۴. تأثیر ناترازی انرژی بر صنایع

ناترازی انرژی در زمان پیک مصرف اگر در مراحل اولیه به درستی مدیریت و رفع نشود، به تدریج به بحرانی فراگیر و مستمر در تمام طول سال تبدیل خواهد شد. به بیان ساده‌تر، ناترازی برق در دوره‌های اوج مصرف بهار و تابستان و ناترازی گاز در دوره‌های سرد پاییز و زمستان می‌تواند به یک بحران جامع انرژی تبدیل شود که محدود به فصل یا دوره خاصی نبوده و در تمامی ایام سال و البته با شدت بیشتر، اثرات زیان‌بار خود را نمایان کند. در چنین وضعیتی، راهکارهای مقطعی مانند جابجایی بار مصرف میان بخش‌های مختلف یا اجرای خاموشی برق صنایع و خانوار دیگر راهگشا نخواهند بود.

در سال‌های اخیر ناترازی برق ایران در نیمه اول سال غالباً با اعمال محدودیت بر صنایع سیمان، فلزات، معادن و خودروسازی همراه بوده و در نیمه دوم سال، ناترازی گاز مصرفی منجر به تحمیل محدودیت به صنایع پتروشیمی، سیمان و فلزات شده است. با توجه به نمودار ۱۰ بین صنایع مختلف بازار سرمایه بیشترین میزان مصرف گاز طبیعی به صنعت «عرضه برق، گاز و آب گرم» با سهم ۳۸ درصدی و سپس به فلزات اساسی و محصولات شیمیایی به ترتیب با سهم‌های ۲۳ درصدی و ۱۵ درصدی اختصاص دارد. با توجه به این که در سال ۱۴۰۲ حدود ۸۲/۳ درصد از سوخت مصرفی نیروگاه‌های تولید برق را گاز طبیعی تشکیل داده[1]، می‌توان نتیجه گرفت که وابستگی بالای صنعت برق به این منبع انرژی احتمالاً یکی از عوامل ناترازی برق بوده است. در واقع ناترازی گاز می‌تواند به ناترازی سایر حامل‌های انرژی دامن بزند.

نمودار ۱۰. سهم مقداری مصرف گاز به تفکیک صنایع انرژی‌بر بازار سرمایه ایران در سال ۱۴۰۳ (درصد)



مأخذ: سازمان بورس و اوراق بهادار

۱. شرکت مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر)، ۵۷ سال صنعت برق ایران در آینه آمار

با توجه به میزان وابستگی متفاوت صنایع مختلف ایران به برق و گاز، نمی‌توان انتظار داشت که ناترازی انرژی به صورت یکنواخت بر فعالیت تمام صنایع تأثیر بگذارد. نخستین نشانه‌های ناترازی انرژی را می‌توان در تغییرات سطح تولید صنایع مختلف مشاهده کرد، به گونه‌ای که کاهش تولید در دوره‌های اوج ناترازی برق در تابستان و اوج ناترازی گاز در زمستان می‌تواند به خوبی بازتابی از پیامدهای این ناترازی باشد.

همچنین رد پای ناترازی انرژی را می‌توان در افزایش بهای تمام شده کالاهای تولیدی صنایع مختلف پیدا کرد، چرا که استفاده از سوخت‌های جایگزین یا خودتأمینی[1] انرژی در شرایط ناترازی منجر به افزایش هزینه تولید می‌شود. بر این اساس، نخستین گام در ارزیابی پیامدهای ناترازی انرژی، تحلیل روند تغییرات در حجم تولید صنایع مختلف و گام دوم تحلیل روند هزینه عملیاتی آنها است.

۱-۴. کاهش حجم تولید صنایع

کاهش دسترسی به انرژی یکی از عوامل اصلی اختلال در فرآیند تولید صنایع مختلف در ایران است. هنگامی که دسترسی پایدار به انرژی تضمین نشود، هزینه تولید افزایش یافته و حاشیه سود بنگاه‌ها کاهش می‌یابد. در صنایع انرژی‌بر همچون فولاد، سیمان و پتروشیمی، محدودیت در تأمین انرژی مستقیماً منجر به کاهش ظرفیت تولید و افت رقابت‌پذیری در بازارهای داخلی و جهانی می‌شود. حتی در صنایع کم‌مصرف‌تر نیز افزایش بهای انرژی اثر زنجیره‌ای بر قیمت مواد اولیه و هزینه نهایی کالا دارد. در نتیجه، ناترازی انرژی نه تنها بهره‌وری صنایع را تحت تأثیر قرار می‌دهد، بلکه می‌تواند رشد اقتصادی و ثبات بازار کار را با چالش مواجه سازد. در شرایط بروز بحران کمبود انرژی، شرکت‌ها نسبت به تعدیل نیروی انسانی یا جایگزینی قراردادهای رسمی و پایدار با قراردادهای کوتاه‌مدت، پاره‌وقت و موقت اقدام می‌کنند. برای مثال در ونزوئلا در دوره کمبود برق (۲۰۱۰ تا ۲۰۱۶)، بسیاری از کارخانه‌ها ساعات کاری را کاهش داده و از طریق جایگزینی قراردادهای رسمی با قراردادهای موقت، هزینه‌های نیروی انسانی را کنترل کردند. برآوردها نشان می‌دهند که در برخی بخش‌های صنعتی این کشور تا ۱۵ درصد کاهش نیروی کار رسمی اتفاق افتاده است. در پاکستان و هند، ناترازی گاز و برق به ویژه در صنایع انرژی‌بر نظیر نساجی و تولید کودهای شیمیایی، موجب کاهش تعداد شیفت‌های کاری و گرایش بیشتر بنگاه‌ها به استفاده از نیروی کار پاره‌وقت شد. به عنوان مثال، در پاکستان طی بحران انرژی سال‌های ۲۰۱۲ تا ۲۰۱۴، بیش از ۴۰۰ هزار کارگر بخش نساجی به طور موقت بیکار یا به قراردادهای پاره‌وقت منتقل شدند. بنابراین، ناترازی انرژی صرفاً تهدیدی برای ظرفیت تولید و رشد اقتصادی نیست، بلکه ساختار بازار کار را به شدت دگرگون می‌کند و با افزایش قراردادهای موقت و ناامنی شغلی، پایداری اجتماعی را نیز تحت تأثیر قرار می‌دهد.

۱-۱-۴. صنعت فولاد

انرژی - به ویژه گاز طبیعی و برق - به عنوان نهاده راهبردی نقشی اساسی در زنجیره ارزش صنعت فولاد ایفا می‌کند، به گونه‌ای که تأمین پایدار و مقرون به صرفه آن، یکی از مؤلفه‌های کلیدی در افزایش بهره‌وری، کاهش هزینه‌های تولید و ارتقای رقابت‌پذیری این صنعت محسوب می‌شود.[2] این مهم به ویژه در کشورهایی مانند ایران که سهم قابل توجهی از ظرفیت تولید فولاد آنها مبتنی بر فناوری‌های احیای مستقیم[3] و کوره‌های قوس الکتریکی[4] است، از اهمیتی دو چندان برخوردار است.

تولید صنعت فولاد عموماً به دو گروه اصلی طبقه‌بندی می‌شود: ۱) مقاطع فولادی که خود به دو نوع مقاطع تخت (همچون انواع ورق‌های فولادی) و مقاطع طویل (از جمله میلگرد، تیرآهن و نبشی) تقسیم می‌شود؛ ۲) فولاد میانی که شامل محصولاتی مانند اسلب، بیلت و بلوم است. از سال ۱۳۹۹ تا سال ۱۴۰۳ ناترازی برق و گاز در فصول تابستان و زمستان تولید انواع فولاد را در ایران با نوسان همراه ساخته است. همان گونه که در نمودار ۱۱ مشاهده می‌شود، نوسان فصلی تولید فولاد و آهن اسفنجی (به عنوان ماده اولیه تولید فولاد) در ایران و در سال‌های اخیر به طور قابل توجهی افزایش یافته است. بررسی عملکرد فصلی صنعت فولاد ایران نشان می‌دهد که در تابستان سال ۱۴۰۳، مجموع تولید کل فولاد (مجموع تولید مقاطع و میانی) نسبت به میانگین فصل تابستان در سال‌های ۱۳۸۹ تا ۱۴۰۲، با کاهش ۱۷/۵ درصدی روبه‌رو بوده است. بخش عمده این کاهش مربوط به افت ۲۳/۹ درصدی تولید فولاد میانی و ۱۷/۱ درصدی تولید مقاطع طویل بوده است. از سوی دیگر، با توجه به وابستگی بالای تولید آهن اسفنجی به مصرف گاز طبیعی، این بخش از زنجیره تولید فولاد در فصل زمستان به موازات ناترازی گاز طبیعی با نوسان‌های قابل توجهی مواجه شده است. در زمستان سال ۱۴۰۳، مجموع تولید کل آهن اسفنجی نسبت به میانگین فصل زمستان در سال‌های ۱۳۸۹ تا ۱۴۰۲، با کاهش ۲۳/۵ درصدی روبه‌رو بوده است. نمودار ۱۱ تولید کل فولاد و آهن اسفنجی در ایران را به صورت فصلی در طول سال‌های ۱۳۹۸ تا ۱۴۰۳ نشان می‌دهد.

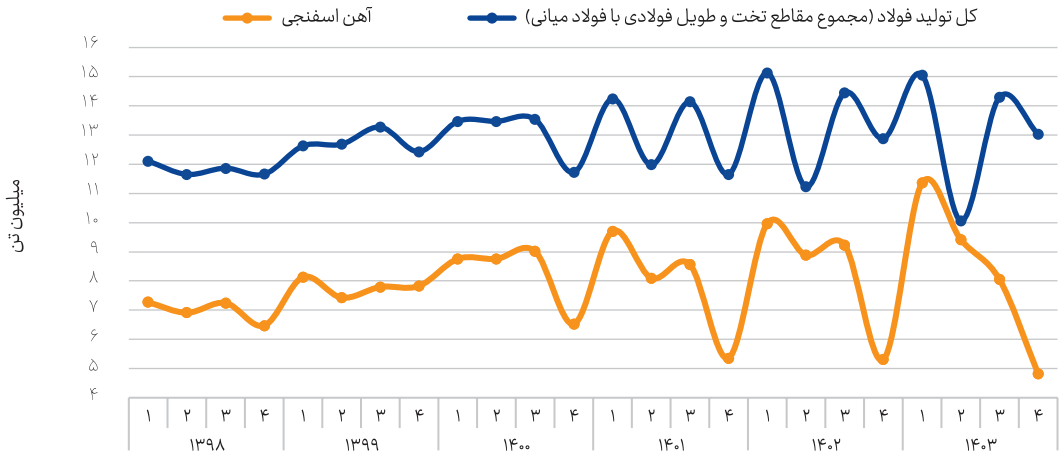
۱. خودتأمینی برق شامل اقداماتی نظیر نصب ژنراتور یا احداث نیروگاه‌های کوچک مقیاس به منظور تأمین برق مورد نیاز صنایع به صورت مستقل از شبکه سراسری است.

2 . World Steel Association, World Steel in Figures 2023

۳. فناوری احیای مستقیم روشی برای تولید آهن اسفنجی (DRI) است که در آن سنگ آهن بدون ذوب شدن و از طریق واکنش با گازهای احیاکننده (عمدتاً گاز طبیعی)، در دمایی نسبتاً پایین به آهن فلزی تبدیل می‌شود. این فناوری انرژی برتر از روش کوره بلند است و در کشورهایی با منابع گاز فراوان کاربرد گسترده‌ای دارد.

۴. کوره قوس الکتریکی روشی مدرن و انعطاف‌پذیر در تولید فولاد است که از جریان برق قوی برای ذوب قراضه آهن یا آهن اسفنجی استفاده می‌کند. این فناوری به دلیل مصرف انرژی الکتریکی به جای سوخت‌های فسیلی، امکان کنترل بهتر فرآیند، کاهش آلایندگی و استفاده مجدد از ضایعات فلزی را فراهم می‌سازد.

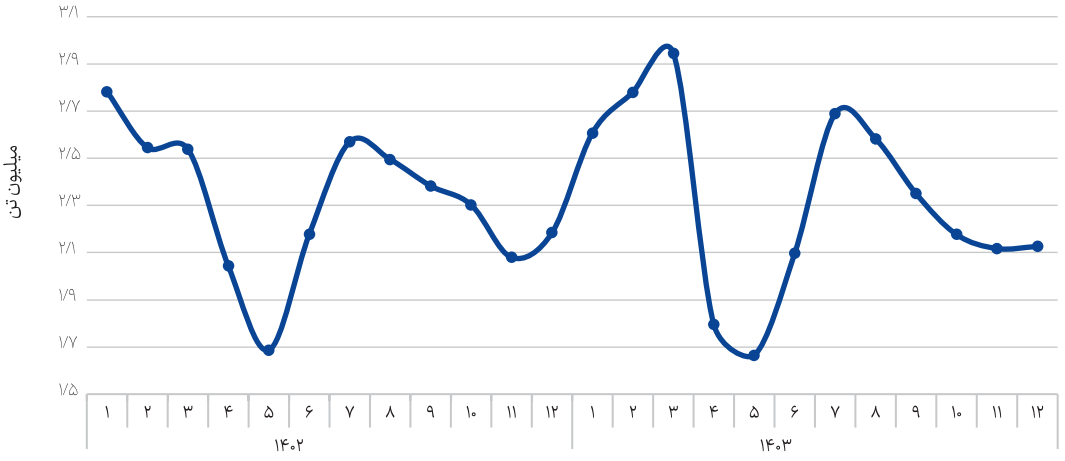
نمودار ۱۱. تولید کل فولاد و آهن اسفنجی در ایران به صورت فصلی در طول سال‌های ۱۳۹۸ تا ۱۴۰۳



مأخذ: انجمن تولیدکنندگان فولاد ایران و سامانه کدال

همچنین بررسی روند ماهانه تولید شرکت‌های فولادی حاضر در بازار سرمایه ایران طی سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ نشان می‌دهد که افت‌های متوالی و همزمان با ماه‌های گرم سال، ارتباط مستقیمی با ناترازی برق در فصل تابستان دارد. در سال ۱۴۰۲، پس از شروع نسبتاً مطلوب در ماه‌های فروردین و اردیبهشت، میزان تولید از خردادماه به تدریج کاهش یافت و در مردادماه به حدود یک میلیون و ۷۰۰ هزار تن رسید. در نهایت مجموع تولید فولاد شرکت‌های بورسی بازار سرمایه در فصل تابستان ۱۴۰۲ حدود ۲۴/۹ درصد نسبت به فصل بهار همین سال کاهش یافت. همزمان با کاهش دمای هوا و تعدیل بار شبکه برق در شهریورماه ۱۴۰۲، مجدداً روند تولید افزایش یافت و تا اواسط پاییز به سطح میانگین دو سال قبل از آن بازگشت. در سال ۱۴۰۳، این الگوی کاهشی با شدت بیشتری تکرار شد، به گونه‌ای که میزان تولید فولاد که در خردادماه این سال به رقم کم‌سابقه ۲/۹ میلیون تن افزایش یافته بود، همزمان با ناترازی برق در تابستان همین سال حدود ۳۳/۳ درصد نسبت به بهار ۱۴۰۳ و حدود ۵/۹ درصد نسبت به تابستان ۱۴۰۲ کاهش یافت. نمودار ۱۲ روند حجم تولید فولاد شرکت‌های فولادی بازار سرمایه ایران را در سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ نشان می‌دهد.

نمودار ۱۲. روند حجم تولید فولاد شرکت‌های فولادی بازار سرمایه ایران در سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳

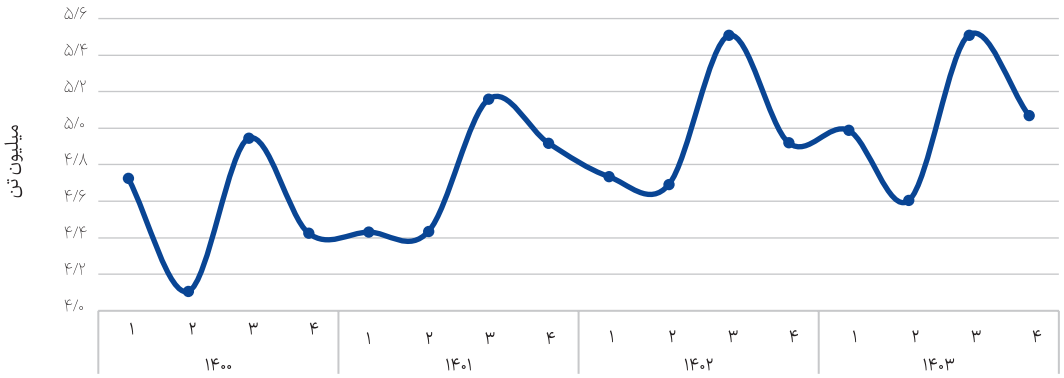


مأخذ: سازمان بورس و اوراق بهادار

۴-۱-۲. صنعت سیمان

صنعت سیمان یکی از صنایع مهم و انرژی‌بر در اقتصاد ایران محسوب می‌شود. در فرآیند تولید سیمان، تهیه ماده اصلی یعنی کلینکر وابستگی قابل توجهی به تأمین سوخت‌های فصلی، به ویژه گاز طبیعی دارد. در مرحله تبدیل کلینکر به سیمان، مصرف برق نقش تعیین‌کننده‌تری ایفا می‌کند. به طور متوسط، برای تولید یک تن کلینکر در ایران بین ۹۵ تا ۱۰۵ متر مکعب گاز طبیعی و ۲۰ تا ۳۰ کیلووات ساعت برق استفاده می‌شود. در فرآیند تبدیل کلینکر به سیمان عمدتاً گاز طبیعی مصرف نمی‌شود و عمده مصرف انرژی معطوف به برق است. متوسط مصرف برق برای تبدیل کلینکر به سیمان به ازای هر تن سیمان حدود ۹۰ تا ۱۰۰ کیلووات ساعت است. در نهایت برای تولید هر تن سیمان حدود ۹۵ تا ۱۰۵ متر مکعب گاز طبیعی و حدود ۱۱۰ تا ۱۳۰ کیلووات ساعت برق مصرف می‌شود.[1] در سال‌های اخیر ذخیره‌سازی کلینکر در صنعت سیمان نقش کلیدی جهت مقابله با ناترازی انرژی داشته است. این مهم از آن جهت حایز اهمیت است که کلینکر قابلیت انبار کردن را برای حدود یک تا دو سال دارد و این در حالی است که سیمان تولیدی نهایی را به دلیل اکسیدشدن و کاهش کیفیت نمی‌توان بیش از یک تا دو ماه انبار کرد. بنابراین شرکت‌های سیمانی در ایران برای مقابله با کمبود گاز مصرفی در فصل زمستان، مقادیر زیادی کلینکر در فصول بهار و تابستان هر سال تولید و انبار می‌کنند تا در فصل زمستان در فرآیند تولید سیمان اختلالی ایجاد نشود. در سال ۲۰۲۳ ایران بین ۱۰ کشور برتر تولیدکننده سیمان در جهان و اولین تولیدکننده آن در منطقه خاورمیانه بوده است. حجم تولید سیمان ایران از ۲۶/۶ میلیون تن در سال ۱۳۸۰ با رشد مرکب سالانه ۴/۳ درصدی به ۷۰/۷ میلیون تن در سال ۱۴۰۳ افزایش یافته است. این رشد سالانه در دهه ۱۳۸۰ خورشیدی حدود ۱۰/۲ درصد بود که در دهه ۱۳۹۰ به ۱/۷ درصد کاهش یافت.[2] کل تولید سیمان و کلینکر ایران در سال ۱۴۰۳ به ترتیب حدود ۴/۸ درصد و ۱/۱ درصد نسبت به سال ۱۴۰۲ کاهش یافته است. با توجه به نمودار ۱۳، حجم تولید ۱۱ شرکت بزرگ سیمانی کشور در خلال سال‌های ۱۴۰۰ تا ۱۴۰۳ همواره با نوسان‌های فصلی همراه بوده است. اختلال فرآیند تولید سیمان در سال ۱۴۰۰ به دلیل ناترازی انرژی و کاهش قابل توجه عرضه آن، قیمت سیمان در بورس کالا در تابستان این سال را بیش از دو برابر کرد. بر این اساس متوسط قیمت سیمان معامله‌شده در بورس کالا از ۸,۵۳۴ هزار ریال به ازای هر تن در فروردین ۱۴۰۳ با ۹۷/۶ درصد افزایش به ۱۶,۸۶۰ هزار ریال به ازای هر تن در اسفند سال ۱۴۰۳ رسید. شرکت‌های سیمانی در گزارش‌های منتشرشده در سامانه کدال، کاهش تولید و متعاقبا افزایش قیمت را به ناترازی انرژی و در پی آن افزایش هزینه‌های تولید - استفاده از مازوت به جای گاز طبیعی - نسبت می‌دهند.

نمودار ۱۳. روند فصلی حجم تولید انواع سیمان ۱۱ شرکت بزرگ بازار سرمایه در سال‌های ۱۴۰۰ تا ۱۴۰۳*



مأخذ: سازمان بورس و اوراق بهادار و سامانه کدال

* شرکت‌های سیمانی شامل سیمان تهران، آرتا اردبیل، خوزستان، صوفیان، شاهرود، هرمزگان، مازندران، بهبهان، داراب، سپاهان و ساوه می‌شوند.

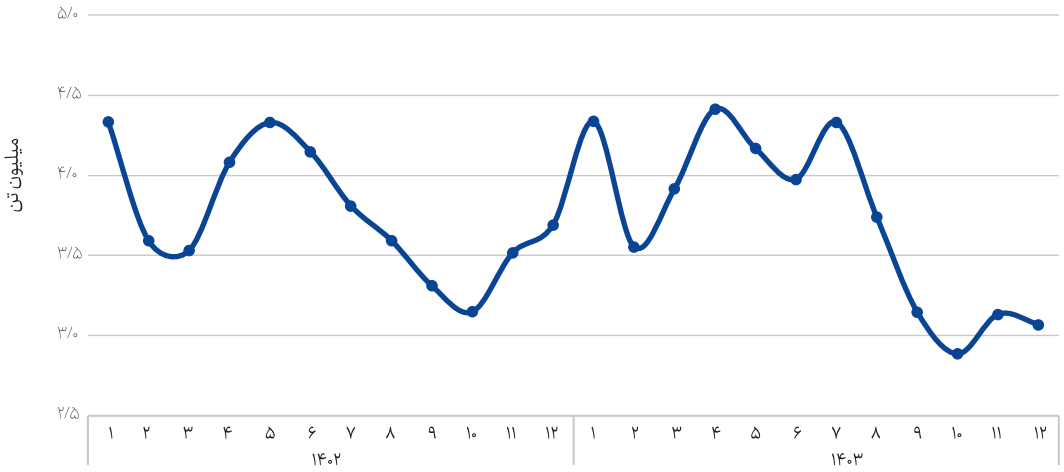
۴-۱-۳. صنعت مواد و محصولات شیمیایی

بررسی روند ماهانه حجم تولید شرکت‌های صنعت مواد و محصولات شیمیایی (عمدتاً شامل شرکت‌های پتروشیمی) پذیرفته‌شده در بازار سرمایه ایران طی سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ نشان می‌دهد که با افزایش سردی هوا در نیمه دوم سال و متعاقبا ناترازی گاز مصرفی در کشور، حجم تولید شرکت‌های این صنعت به طور قابل توجهی کاهش می‌یابد. در فصل زمستان سال ۱۴۰۳، حجم تولید این صنعت به طور میانگین نسبت به متوسط عملکرد نه ماهه ابتدایی همین سال معادل ۲۳/۴ درصد کاهش داشته و در مقایسه با فصل زمستان سال ۱۴۰۲ کاهش ۱۲/۲ درصدی را نشان می‌دهد. نمودار ۱۴ حجم تولید ماهانه شرکت‌های صنعت مواد و محصولات شیمیایی پذیرفته‌شده در بازار سرمایه ایران را در سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ نشان می‌دهد.

۱. بر اساس متوسط مصرف گاز و برق شرکت‌های بزرگ سیمانی در سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ محاسبه شده است.

۲. بررسی صنعت سیمان ایران در سال ۱۴۰۲، مرکز تحقیقات اقتصادی بانک خاورمیانه

نمودار ۱۴. حجم تولید ماهانه شرکت‌های صنعت مواد و محصولات شیمیایی پذیرفته‌شده در بازار سرمایه ایران در سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳

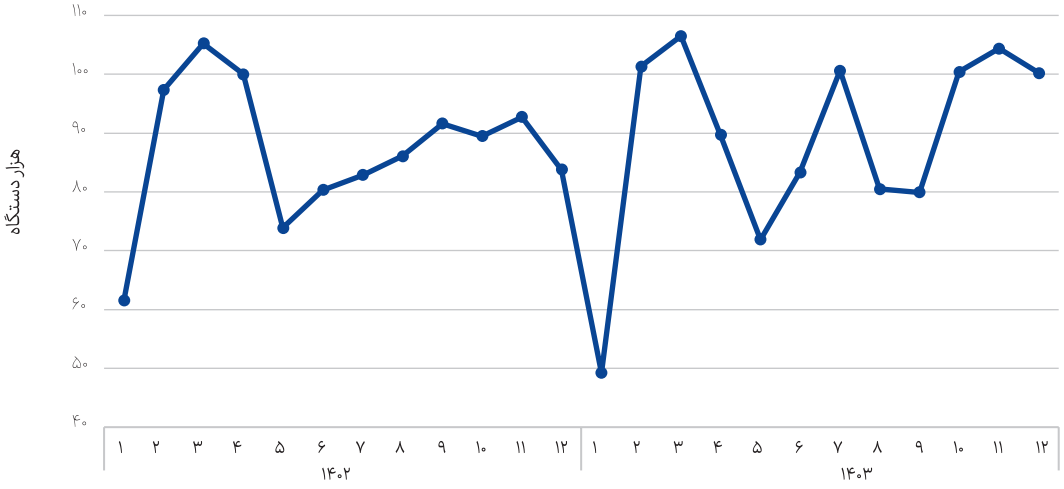


مأخذ: سازمان بورس و اوراق بهادار و سامانه کدال

۴-۱-۴. صنعت خودروسازی

بر اساس داده‌های انجمن تولیدکنندگان خودرو، در سال ۱۴۰۳ در مجموع یک میلیون و ۳۲۳ هزار خودرو در کشور تولید شده است که نسبت به سال ۱۴۰۲ کاهشی در حدود ۱/۲ درصد را نشان می‌دهد. در ماه فروردین به دلیل تعطیلات نوروز، غالباً حجم تولید خودرو نسبت به متوسط کل سال کمتر است که این مهم در نمودار ۱۵ قابل مشاهده است. با آغاز فصل تابستان و افزایش ناترازی برق مصرفی، حجم تولید انواع خودرو در ماه‌های تیر و مرداد سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ کاهش محسوسی یافته است. تولید انواع خودرو در مردادماه سال ۱۴۰۳ به حدود ۷۲ هزار دستگاه رسیده و این در حالی است که متوسط تولید ماهانه خودرو در سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ به ترتیب حدود ۸۷ هزار و ۸۹ هزار دستگاه بوده است. در نهایت تولید خودرو در تابستان سال ۱۴۰۳ نسبت به فصل مشابه سال قبل از آن حدود ۹/۳ هزار دستگاه معادل ۳/۷ درصد کاهش یافته است. کاهش تولید خودرو در تابستان منجر به تأخیر در تحویل خودروهای سفارش‌داده‌شده به مشتریان و انباشت خودروهای نیم‌ساخته در خطوط تولید می‌شود. با این حال نوسان تولید خودرو نسبت به صنایعی همچون پتروشیمی، سیمان و فولاد چندان چشمگیر نبوده و شرکت‌های خودروساز انعطاف بیشتری نسبت به صنایع انرژی‌بر برای حفظ تولید خود داشته‌اند.

نمودار ۱۵. روند تولید ماهانه انواع خودرو توسط شرکت‌های پذیرفته‌شده در بازار سرمایه ایران در سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳

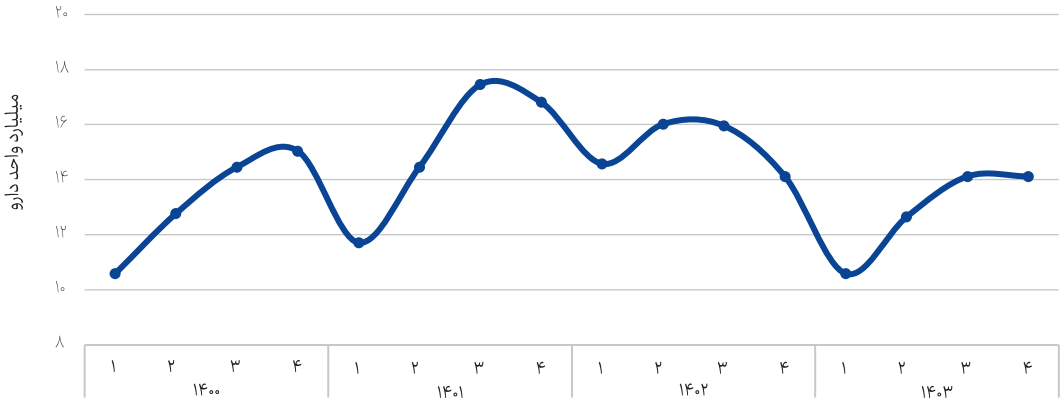


مأخذ: سازمان بورس و اوراق بهادار و سامانه کدال

۵-۱-۴. صنعت داروسازی

طبق آخرین اطلاعات موجود در پایگاه اینترنتی سازمان غذا و دارو، در سال ۱۴۰۳ حدود ۳۱۰ شرکت تأمین‌کننده دارو و ۴۰ شرکت پخش دارو در ایران فعالیت داشته‌اند. ارزش فروش و تعداد فروش ۳۱۰ شرکت تأمین‌کننده دارو در این سال، به ترتیب حدود ۱,۹۰۲ هزار میلیارد ریال و ۵۱/۵ میلیارد واحد دارو بوده است.[1] در صنعت داروسازی، مصرف برق حدود ۷۰ درصد از کل انرژی مصرفی را تشکیل می‌دهد. همچنین بخش قابل توجهی از مصرف برق (۵۰ تا ۷۰ درصد) برای سیستم‌های پیچیده تهویه مطبوع (HVAC) این صنعت استفاده می‌شود. برخلاف سایر صنایع که تهویه مطبوع عمدتاً برای راحتی کارکنان یا تخلیه گازهای فرآیند تولید انجام می‌شود، در صنعت داروسازی کیفیت هوا در فرآیند اصلی تولید اهمیت زیادی دارد، چرا که مستقیماً بر کیفیت داروهای تولیدی تأثیر می‌گذارد. ورود گرد و غبار، میکروب یا نوسان دما ممکن است باعث آلودگی یا بی‌اثر شدن دارو شود. به همین دلیل، استانداردهای جی‌ام‌پی (GMP)[2] الزام می‌کنند که تهویه در صنعت داروسازی با دقت بسیار بالا انجام شود. از آنجا که طی سال‌های اخیر ناترازی برق در ایران عمدتاً در نیمه نخست سال و به ویژه در فصل تابستان رخ داده است، در صورت تأثیرگذاری این ناترازی بر صنعت داروسازی، پیامدهای آن نیز باید در این فصل نمایان شوند، در حالی که ثبات در تأمین و عرضه این صنعت در تمام طول سال اهمیت حیاتی دارد. با استناد به نمودار ۱۶ که روند تولید صنعت داروسازی از سال ۱۴۰۰ تا ۱۴۰۳ را به صورت فصلی نشان می‌دهد، با وجود ناترازی برق مصرفی در تابستان سال‌های اخیر، حداقل تا کنون کاهش چشمگیری در حجم تولید صنعت داروسازی ایران مشاهده نشده است. این مهم می‌تواند در مصرف کمتر انرژی و خودتأمینی انرژی به موازات محدودیت تحمیلی کمتر برای تأمین برق این صنایع ریشه داشته باشد. در واقع به دلیل نقش حیاتی این صنعت در تأمین امنیت سلامت جامعه، سیاست‌گذاران آن را از اجرای برنامه‌های جابجایی بار و اعمال خاموشی مستثنی کرده‌اند. با این حال، در صورت تشدید ناترازی انرژی در سال‌های آتی، احتمال آن وجود دارد که صنعت داروسازی نیز از تبعات آن مصون نماند. در هر صورت از آنجایی که صنعت داروسازی از جمله صنایع کم‌مصرف برق محسوب می‌شود، در شرایط ناترازی انرژی می‌توان برق مورد نیاز آن را از طریق راهکارهایی مانند نصب دیزل‌ژنراتور یا پنل خورشیدی تأمین کرد.

نمودار ۱۶. روند حجم تولید فصلی صنعت داروسازی ایران در سال‌های ۱۴۰۰ تا ۱۴۰۳*



مأخذ: سازمان غذا و داروی ایران

* با توجه به تعطیلات نوروزی، همواره میزان تولید صنعت داروسازی در فروردین‌ماه نسبت به سایر ماه‌های سال کمتر است.

۱. داده‌های مذکور از داشبوردهای عمومی سازمان غذا و دارو استخراج شده است و آمارهای ارزش و حجم فروش نیز بر مبنای اطلاعات ارایه‌شده توسط تأمین‌کنندگان دارو ثبت شده‌اند.

۲. استاندارد (Good Manufacturing Practice) GMP مجموعه‌ای از الزامات بین‌المللی در صنعت داروسازی است که به منظور تضمین کیفیت، ایمنی و یکنواختی داروها در کلیه مراحل تولید، بسته‌بندی و کنترل کیفی تدوین شده و رعایت آن در ایران، تحت نظارت و با الزامات اجباری سازمان غذا و دارو، برای تمامی واحدهای تولید دارو الزامی است.

۴-۲. افزایش هزینه عملیاتی

۴-۲-۱. صنعت سیمان

در پی ناترازی گاز طبیعی در ماه‌های سرد سال، بسیاری از واحدهای تولیدی ناچار به استفاده از سوخت جایگزین نظیر مازوت شده‌اند. این جایگزینی، پیامدهای متعددی برای این شرکت‌ها به دنبال دارد. از حیث اقتصادی، مازوت هزینه‌برتر از گاز طبیعی است و افزایش بهای تمام‌شده تولید را در پی دارد. همچنین به دلیل کیفیت پایین‌تر احتراق، موجب کاهش بهره‌وری کوره‌ها و افزایش مصرف انرژی می‌شود. علاوه بر این، تأمین، حمل و ذخیره‌سازی مازوت مستلزم ایجاد زیرساخت‌هایی مستقل از شبکه گاز است که هزینه‌ها و ریسک‌های عملیاتی بیشتری را متوجه شرکت‌ها می‌سازد. این عوامل در مجموع توان رقابتی شرکت‌های سیمانی را در بازارهای داخلی و صادراتی تضعیف می‌کند. در جدول ۴ مصرف گاز طبیعی، برق و مازوت ۱۰ شرکت بزرگ سیمانی بازار سرمایه ایران نشان داده شده است. مجموع مصرف گاز طبیعی ۱۰ شرکت سیمانی مذکور از یک میلیارد و ۱۰۴ میلیون متر مکعب در سال ۱۴۰۰ با ۱۸/۹ درصد کاهش به ۸۹۶ میلیون متر مکعب در سال ۱۴۰۳ کاهش یافته است. این درحالی است که مجموع مصرف مازوت در بازه زمانی مذکور در این ۱۰ شرکت سیمانی حدود ۸۳/۶ درصد افزایش یافته است. افزایش مصرف مازوت در کنار کاهش مصرف گاز طبیعی حاکی از افزایش ناترازی گاز مصرفی در شرکت‌های سیمانی است. مصرف مازوت، علاوه بر افزایش آلودگی هوای مناطق همجوار، هزینه‌های تولید شرکت‌های سیمانی را بالا می‌برد و یکی از مهمترین مزیت‌های رقابتی آنها (انرژی ارزان) را در بازارهای بین‌المللی با چالش مواجه می‌کند. جایگزینی هر متر مکعب مازوت به جای گاز طبیعی در فرآیند تولید سیمان، حدود ۶۰ تا ۷۰ درصد هزینه بیشتری نسبت به مصرف گاز طبیعی برای این شرکت‌ها به همراه دارد. همچنین جایگزینی مصرف مازوت با گاز طبیعی در تولید سیمان، انتشار دی‌اکسید کربن به عنوان مهمترین گاز گلخانه‌ای را افزایش چشمگیری خواهد داد. انتشار دی‌اکسید کربن برای تولید هر تن کلینکر (ماده اولیه سیمان) در صورت مصرف گاز طبیعی حدود ۱۹۰ کیلوگرم و در صورت استفاده از مازوت حدود ۲۶۰ کیلوگرم خواهد بود. از سوی دیگر، با توجه به این که سوخت مازوت در مقایسه با گاز طبیعی آلایندگی بیشتری ایجاد می‌کند، استفاده از آن می‌تواند واحدهای صنعتی را در معرض محدودیت‌های زیست‌محیطی و حتی جرایم قانونی قرار دهد. این مهم برای محصولات صادرات‌محور - با توجه به استانداردهای سختگیرانه‌تر جهانی - تهدید بزرگتری محسوب می‌شود، اگرچه سیمان در این دسته قرار نمی‌گیرد.

جدول ۴. مصرف انواع سوخت در ۱۰ شرکت بزرگ سیمانی کشور طی سال‌های ۱۴۰۰ تا ۱۴۰۳*

نوع سوخت مصرفی	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	درصدتغییر ۱۴۰۳ به ۱۴۰۱
گاز طبیعی (میلیون متر مکعب)	۱,۱۰۴	۱,۰۹۰	۸۹۶	-۱۸/۹
برق (هزار مگاوات ساعت)	۱,۴۹۸	۱,۶۲۱	۱,۶۱۲	۷/۶
مازوت (هزار متر مکعب)	۲۸۷	۳۹۳	۵۲۶	۸۳/۶

مأخذ: گزارش‌های ماهانه فعالیت برگرفته از سامانه کدال

* شرکت‌های سیمانی شامل سیمان سپاهان، بهبهان، داراب، خوزستان، مازندران، هرمزگان، دورود، آرتا اردبیل، ساوه و صوفیان می‌شوند.

۲-۲-۴. صنعت فولاد

در فرآیند تولید فولاد با روش مبتنی بر احیای مستقیم، برای تولید هر تن آهن اسفنجی به طور متوسط حدود ۶۰۰ تا ۷۵۰ کیلووات ساعت برق مصرف می‌شود. همچنین ذوب این محصول در کوره قوس الکتریکی نیازمند ۳۵۰ تا ۴۵۰ کیلووات ساعت برق به ازای هر تن است. در مجموع یک واحد فولادسازی در ایران برای تولید هر تن محصولات فولادی به طور متوسط حدود ۱/۰ تا ۱/۱ مگاوات ساعت برق نیاز دارد.[۱] بر اساس گزارش فعالیت (برگرفته از سامانه کدال)، پنج شرکت بزرگ تولیدکننده فولاد در بازار سرمایه ایران در سال ۱۴۰۳ به ازای هر کیلووات برق مصرفی به طور متوسط ۱۷,۸۲۰ ریال[۲] پرداخت کرده‌اند. به عبارت دیگر، هزینه هر کیلووات ساعت برق مصرفی شرکت‌های فولادی حدود ۲/۶ سنت بوده است.[۳] در نتیجه، هزینه برق مصرفی به ازای هر تن فولاد حدود ۲۸ دلار برآورد می‌شود. با این حال، در شرایط ناترازی شبکه برق (به ویژه در فصل تابستان) شرکت مدیریت شبکه برق ایران به منظور حفظ پایداری شبکه به واحدهای فولادی دستور محدودیت یا قطع بار را صادر می‌کند. در این وضعیت، شرکت‌های فولادی برای جلوگیری از خاموشی کامل کوره قوس الکتریکی که راه‌اندازی مجدد آن بسیار پرهزینه و زمان‌بر است[۴]، ناگزیرند برق جایگزین را از منابع داخلی یا بورس انرژی تأمین کنند. هزینه تولید برق ژنراتوری - بسته به قیمت سوخت تحویلی - به مراتب بیشتر از برق تحویلی دولت به این صنایع است. همچنین هزینه‌های خرید ژنراتور، تأمین سوخت و استهلاک آنها را نیز باید در نظر گرفت. بنابراین تولید برق از منابع داخلی علاوه بر سرمایه‌گذاری برای خرید تجهیزات، نیازمند رفع چالش‌های تأمین و انتقال سوخت و استهلاک زیاد این تجهیزات است. خرید برق از تابلوی سبز بورس انرژی نیز هزینه‌های تولید را به شدت افزایش می‌دهد. متوسط قیمت برق در تابلوی سبز بورس انرژی در تیرماه ۱۴۰۳ حتی به سطح ۶۰ هزار ریال به ازای هر کیلووات ساعت رسید و این در حالی است که این نرخ به طور متوسط در طول سال ۱۴۰۳ معادل ۳۹ هزار ریال به ازای هر کیلووات ساعت بود. با این حال حتی اگر متوسط نرخ خرید برق از تابلوی سبز بورس انرژی در سال ۱۴۰۳ را به عنوان معیار هزینه برق در زمان ناترازی در نظر بگیریم، هزینه تأمین برق برای هر تن فولاد از سطح فعلی حدود ۲۸ دلار به رقمی بالغ بر ۶۰ دلار افزایش خواهد یافت. در چنین وضعیتی، افزایش قابل توجه هزینه‌های تولید ناشی از رشد قیمت انرژی می‌تواند به زیان‌ده شدن صادرات محصولات فولادی ایران منجر شود، زیرا مزیت رقابتی اصلی صنعت فولاد ایران در بازارهای جهانی، دسترسی به انرژی ارزان‌تر و متعاقباً بهای تمام‌شده کمتر محصولات در مقایسه با سایر کشورهای رقیب است.

۱. در سال ۱۴۰۳، متوسط مصرف برق به ازای هر تن تولید فولاد در شرکت فولاد مبارکه اصفهان (به عنوان بزرگترین تولیدکننده محصولات فولادی کشور) در همین حدود عنوان شده است.
۲. نرخ مذکور به مراتب فراتر از تعرفه‌های اعلام‌شده برای صنایع فولادی است. این موضوع می‌تواند ناشی از محاسبه متوسط قیمت برق بر اساس مصرف پلکانی و اعمال تعرفه‌های تصاعدی در اثر مصرف بالاتر از الگوی استاندارد باشد.
۳. متوسط نرخ دلار در برابر ریال در بازار آزاد در سال ۱۴۰۳ مبنای این محاسبه بوده است.
۴. در صورت قطع برق، فرآیند ذوب در کوره قوس الکتریکی به طور ناگهانی متوقف می‌شود و احتمال چسبیدن مواد اولیه به الکترود یا کف کوره افزایش می‌یابد. این وضعیت می‌تواند منجر به شوک حرارتی، ترک خوردگی نسوزها، و آسیب به الکترودها و تجهیزات خنک‌کاری شود. همچنین، راه‌اندازی مجدد سیستم‌های قدرت، کنترل و خنک‌کاری نیازمند تنظیمات دقیق و حضور نیروی متخصص است.

۵. حساسیت صنایع مورد بررسی به ناترازی انرژی

نتایج جدول ۵ حاکی از آن است که سه صنعت سیمان، پتروشیمی و فولاد بیش از سایر صنایع مورد بررسی در معرض آسیب‌های ناشی از ناترازی انرژی قرار دارند. علت اصلی این آسیب‌پذیری، شدت بالای مصرف انرژی همراه با سهم زیاد انرژی در ساختار هزینه این صنایع است.

در این جدول داده‌های هر صنعت با استفاده از داده‌های پنج شرکت بزرگ و فعال آن صنعت در بازار سرمایه محاسبه شده و سپس نتایج به کل صنعت تعمیم داده شده است. صنعت سیمان با شدت مصرفی معادل ۶۶۴/۶ مگاژول به ازای هر میلیون ریال ارزش افزوده در سال ۱۴۰۳، بالاترین شدت مصرف انرژی را به خود اختصاص داده است. سهم هزینه انرژی از کل هزینه تولید در این صنعت در این سال حدود ۲۵/۵ درصد بوده و از این منظر یکی از وابسته‌ترین صنایع به برق و گاز به شمار می‌رود. شواهد آماری از عملکرد برخی شرکت‌ها در سال‌های اخیر نشان می‌دهند که تولید این صنعت در زمان‌های پیک مصرف برق یا بحران گاز با اختلال‌های جدی همراه بوده و در واکنش به محدودیت‌های تحمیلی، برخی واحدها به ناچار از مازوت - به عنوان جایگزین گاز مصرفی - استفاده کرده و تعدادی نیز موقتاً تعطیل شده‌اند. در صنعت فولاد نیز شدت مصرف انرژی معادل ۵۷۷/۹ مگاژول به ازای هر میلیون ریال ارزش افزوده و سهم انرژی از بهای تمام‌شده معادل ۱۶/۶ درصد در سال ۱۴۰۳ بوده است. شدت قابل توجه مصرف انرژی در صنعت فولاد ایران از عوامل متعددی از جمله ارزش افزوده اندک محصولات (همچون اسلب و بیلت)، بهره‌وری محدود تولید و استفاده از سوخت‌های جایگزین گاز طبیعی نشأت می‌گیرد. در کنار این عوامل، تعرفه‌های یارانه‌ای انرژی در این صنعت موجب شده که نسبت هزینه انرژی به بهای تمام‌شده کمتر از مقدار واقعی نشان داده شود.

صنعت پتروشیمی نیز با شدت مصرف انرژی معادل ۲۴۹/۹ مگاژول به ازای هر میلیون ریال ارزش افزوده و سهم ۲۴/۵ درصدی انرژی در بهای تمام‌شده در سال ۱۴۰۳، وابستگی قابل‌توجهی به انرژی در فرآیند تولید دارد. البته در صورتی که مصرف خوراک گاز طبیعی در شرکت‌های پتروشیمی نیز در محاسبات به عنوان بخشی از انرژی مصرفی (علاوه بر سوخت مصرفی) لحاظ شود، شاخص شدت مصرف انرژی این صنعت به ۶۲۵/۱ مگاژول به ازای هر میلیون ریال ارزش افزوده بالغ می‌شود و سهم انرژی در بهای تمام‌شده به سطح قابل توجه ۶۹/۴ درصد می‌رسد. عموماً صنعت پتروشیمی بیش از سایر صنایع تحت تأثیر ناترازی گاز قرار دارد، چرا که گاز طبیعی هم نقش سوخت مصرفی و هم نقش خوراک اصلی را در فرآیند تولید بسیاری از مجتمع‌ها ایفا می‌کند. وابستگی بالای صنعت پتروشیمی به گاز طبیعی سبب می‌شود که کوچکترین اختلال در تأمین آن، تبعاتی فراتر از افزایش هزینه‌ها داشته و منجر به توقف کامل فعالیت برخی واحدها شود، چرا که تمهیداتی مانند استفاده از سوخت جایگزین نمی‌توانند برای جایگزینی خوراک مورد استفاده قرار گیرند. همچنین با توجه به این که صنایع فولاد و پتروشیمی نقش کلیدی در صادرات غیرنفتی (گمرکی) ایران دارند، کاهش یا توقف تولید در این صنایع تراز تجاری کشور را منفی خواهد کرد و متعاقباً فشار بر منابع ارزی کشور برای واردات مواد اولیه و تجهیزات سایر صنایع افزایش خواهد یافت. نقش صنعت پتروشیمی در این زمینه بسیار پررنگ‌تر و حیاتی‌تر است. در سال ۱۴۰۳، محصولات پتروشیمی حدود ۴۳/۱ درصد از کل صادرات غیرنفتی گمرکی کشور را به خود اختصاص داده‌اند. از سوی دیگر، این دو صنعت (فولاد و پتروشیمی) به عنوان تولیدکننده مواد اولیه و میانی بسیاری از صنایع پایین‌دستی، نقشی حیاتی در زنجیره تأمین صنعتی کشور ایفا می‌کنند. در نتیجه، هر گونه اختلال در روند تولید آنها می‌تواند به صورت زنجیره‌ای به سایر بخش‌های صنعتی تسری یابد و موجب کندی یا توقف تولید در صنایع وابسته شود.

در سوی مقابل، صنایع داروسازی و خودروسازی با شدت مصرف انرژی کم‌تر به ترتیب معادل ۸/۳ و ۱۸/۵ مگاژول به ازای هر میلیون ریال ارزش افزوده و سهم ناچیز به ترتیب ۰/۶ درصدی و ۰/۱ درصدی انرژی در بهای تمام‌شده، آسیب‌پذیری مستقیم کمتری در برابر ناترازی انرژی دارند، اگرچه آسیب‌پذیری غیرمستقیم ناترازی انرژی به ویژه بر صنعت خودروسازی (از محل افت تولید محصولات فولادی و پتروشیمی) همچنان قابل توجه است. در واقع این صنایع ممکن است در صورت قطعی گسترده برق یا گاز با اختلال در زنجیره تأمین مواجه شوند، اما به طور مستقیم وابستگی بالایی به انرژی ندارند. شایان ذکر است که به دلیل سطح پایین مصرف انرژی در این دو صنعت، در شرایط ناترازی برق این امکان وجود دارد که بخشی از نیاز انرژی آنها از طریق راه‌اندازی ژنراتورهای مستقل یا سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های تجدیدپذیر تأمین شود. بنابراین این دو صنعت تا حدی می‌توانند از تبعات مستقیم بحران‌های شدید ناترازی انرژی مصون بمانند. جدول ۵ سهم انرژی در بهای تمام‌شده و شدت مصرف انرژی در صنایع مورد بررسی در سال ۱۴۰۳ نشان می‌دهد.

جدول ۵. سهم انرژی در بهای تمام‌شده و شدت مصرف انرژی در صنایع مورد بررسی در سال ۱۴۰۳*

ردیف	صنعت	سهم انرژی در بهای تمام‌شده (درصد)	شدت مصرف انرژی (مگاژول در هر میلیون ریال ارزش افزوده)
۱	فولاد	۱۶/۶	۵۷۷/۹
۲	پتروشیمی	۲۴/۵	۲۴۹/۹
۳	خودروسازی	۰/۱	۱۸/۵
۴	سیمان	۲۵/۵	۶۶۴/۶
۵	داروسازی	۰/۶	۸/۳

مأخذ: صورت‌های مالی حسابرسی‌شده سال ۱۴۰۳ برگرفته از تارنمای کدال

* در این جدول داده‌های هر صنعت با استفاده از داده‌های پنج شرکت بزرگ و فعال آن صنعت در بازار سرمایه محاسبه شده و سپس نتایج به کل صنعت تعمیم داده شده است.

۶. سرمایه‌گذاری در تولید انرژی ایران

رشد جمعیت و افزایش فعالیت‌های اقتصادی، به طور طبیعی منجر به افزایش تقاضا برای مصرف انرژی در یک کشور می‌شود. پاسخ به این تقاضای فزاینده مستلزم توسعه ظرفیت‌های تولید انرژی است که یا از طریق احداث نیروگاه‌های جدید یا از مسیر ارتقای راندمان و بهسازی تجهیزات نیروگاهی موجود انجام می‌پذیرد. همچنین از آنجایی که زیرساخت‌های تولید انرژی در معرض استهلاک تدریجی قرار دارند، تأمین پایدار انرژی نیازمند سرمایه‌گذاری مستمر در این بخش است. این سرمایه‌گذاری‌ها می‌توانند از محل منابع داخلی تأمین شوند یا با مشارکت سرمایه‌گذاران خارجی تحقق یابند. سرمایه‌گذاری خارجی نقشی تعیین‌کننده در توسعه زیرساخت‌های صنعت انرژی به ویژه تولید نفت و گاز در کشورهای دارای منابع هیدروکربوری ایفا می‌کند. این نوع سرمایه‌گذاری با فراهم ساختن منابع مالی، انتقال فناوری‌های پیشرفته و بکارگیری دانش مدیریتی و فنی بین‌المللی، زمینه بهره‌برداری مؤثر و اقتصادی از ذخایر انرژی را فراهم می‌سازد. همچنین سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی به ارتقای پیوندهای پسین و پیشین در زنجیره ارزش انرژی منجر می‌شود و وابستگی صرف یک کشور را به صادرات مواد خام کاهش می‌دهد. در غیاب چنین مشارکت‌هایی، بسیاری از کشورها قادر به تأمین منابع لازم برای بهره‌برداری فنی و تجاری از میادین گازی خود نخواهند بود. بنابراین جذب سرمایه‌گذاری خارجی به عنوان یکی از محورهای راهبردی توسعه پایدار بخش انرژی تلقی می‌شود.

در سال‌های پیش از دهه ۱۳۹۰، عمده تحریم‌های اقتصادی علیه ایران معطوف به قانون آیسا[1] بود که فقط سرمایه‌گذاری شرکت‌های آمریکایی در حوزه انرژی ایران را محدود می‌کرد. از ابتدای دهه ۱۳۹۰، شدت تحریم‌های اقتصادی علیه ایران از حوزه سرمایه‌گذاری فراتر رفت و به بخش‌های کلیدی‌تری همچون شبکه بانکی و صنعت نفت نیز گسترش یافت. این مهم نه تنها سرمایه‌گذاری جدید شرکت‌های آسیایی و اروپایی در حوزه انرژی ایران را با چالش همراه ساخت، بلکه منجر به خروج شرکت‌های خارجی فعال در بخش انرژی ایران شد. پیش از اعمال تحریم‌های اقتصادی در دهه ۱۳۹۰، سرمایه‌گذاری در بخش تولید گاز طبیعی و گاز طبیعی مایع‌شده (ال‌ان‌جی) عمدتاً توسط شرکت‌های خارجی و با مشارکت پیمانکاران ایرانی صورت می‌گرفت.

۱. کنگره ایالات متحده آمریکا با تصویب قانون تحریم‌های ایران (ISA) در سال ۱۹۹۶، شرکت‌های آمریکایی را از سرمایه‌گذاری بیش از ۲۰ میلیون دلار در سال در بخش انرژی ایران منع کرد. این قانون به رییس جمهور آمریکا اختیار تعلیق موردی اجرای تحریم‌ها را نیز می‌دهد، اما همچنان مانعی جدی برای سرمایه‌گذاری مستقیم شرکت‌های آمریکایی در ایران محسوب می‌شود.

۱-۶. سرمایه‌گذاری در تولید گاز طبیعی

میدان گازی پارس جنوبی بزرگترین میدان گازی مستقل جهان است که به صورت مشترک بین ایران و قطر قرار دارد. میدان پارس جنوبی در مجموع حدود ۴۰ تریلیون متر مکعب ذخیره گاز دارد که بیش از ۲۱ درصد از کل ذخایر گاز دنیا را شامل می‌شود. مساحت این میدان حدود ۹ هزار و ۷۰۰ کیلومتر مربع بوده که بخش متعلق به ایران حدود ۳ هزار و ۷۰۰ کیلومتر مربع است. ذخیره گاز این بخش از میدان گازی بابت سهم ایران معادل ۱۴/۲ تریلیون متر مکعب به همراه ۱۹ میلیارد بشکه میعانات گازی است که این مقدار حدود ۸ درصد از کل گاز دنیا و ۴۷ درصد از ذخایر گاز کشور را در بر می‌گیرد.[۱] بررسی ترازنامه انرژی سال ۱۴۰۱ نشان می‌دهد که میدان گازی پارس جنوبی سهمی معادل ۷۶/۳ درصد از مجموع گاز انتقال‌یافته به شبکه خطوط لوله کشور را به خود اختصاص داده است. این مهم نشان‌دهنده جایگاه کلیدی پارس جنوبی در تأمین پایدار انرژی و پشتیبانی از زیرساخت‌های انتقال گاز در کشور است. میدان پارس جنوبی نه تنها از منظر ذخایر عظیم گاز و میعانات گازی حایز اهمیت است، بلکه حدود ۵/۷ میلیارد بشکه نفت خام ترش نیز در این میدان وجود دارد که این امر بر جایگاه استراتژیک و اقتصادی آن می‌افزاید. علاوه بر این، میدان پارس جنوبی به عنوان بزرگترین منبع گاز هلیوم جهان شناخته می‌شود و حجم ذخیره هلیوم این میدان معادل ۲۸ درصد از کل ذخایر گاز هلیوم موجود در دنیا است. با در نظر گرفتن ظرفیت قابل توجه میدان پارس جنوبی، دو کشور ایران و قطر از مدت‌ها پیش طرح‌ها و برنامه‌هایی را برای برداشت از منابع آن در نظر داشته‌اند. احداث اولین فاز اجرایی پارس جنوبی در ایران در سال ۱۳۷۶ توسط شرکت پتروپارس (وابسته به شرکت ملی نفت ایران) آغاز شد. از اجرای فاز ۱ تا فاز ۱۰ پارس جنوبی شرکت‌های بین‌المللی مختلفی در جهت ساخت و توسعه این میدان نقش داشته‌اند. اجرای فازهای ۱۱ و ۱۲ میدان گازی پارس جنوبی با بیش از ۲۰ سال تأخیر مواجه شد. این تأخیر عمدتاً نتیجه شرایط خاص بین‌المللی و فشارهای اقتصادی بر کشور در آن مقطع بود. پس از خروج شرکت‌های سرمایه‌گذار بزرگ مانند توتال فرانسه، سی‌ان‌پی‌سی چین و پترواناس مالزی، روند پیشرفت پروژه به طور قابل توجهی کند شد و فرآیند جایگزینی شرکت‌های داخلی با آنها در دستور کار قرار گرفت. پس از سال ۱۳۹۰، تشدید فشارهای اقتصادی علیه ایران تأثیر مستقیمی بر روند توسعه میدان گازی پارس جنوبی بر جای گذاشت. بخش عمده این تأثیر ناشی از محدودیت در تأمین سرمایه‌گذاری خارجی برای احداث میادین گازی جدید بود، زیرا سرمایه‌گذاران بین‌المللی با ارزیابی ریسک‌های سیاسی و اقتصادی، از ورود به پروژه‌های جدید خودداری کردند. البته در سال ۱۳۹۵ و پس از انعقاد برجام، شرکت‌های توتال و سی‌ان‌پی‌سی با سرمایه‌گذاری ۵ میلیارد دلاری به طرح توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی بازگشتند. با این حال، در سال ۱۳۹۷ و همزمان با اعمال مجدد فشارهای اقتصادی، این شرکت‌ها بار دیگر از طرح مذکور خارج شدند. فقدان سرمایه‌گذاری خارجی، نه تنها ظرفیت فعلی تولید گاز کشور را تحت تأثیر قرار داد، بلکه مسیر توسعه زیرساخت‌های گازی را نیز با چالش‌های جدی روبه‌رو ساخت. در پی این شرایط، تمرکز صنعت گاز به تکمیل و بهره‌برداری از فازهایی معطوف شد که عملیات اجرایی آنها پیش از اعمال فشارهای اقتصادی آغاز شده بود. توقف آغاز فازهای جدید، آهنگ توسعه پارس جنوبی را کند کرد و این امر موجب شد تولید گاز طبیعی در کشور نتواند با سرعتی متناسب با رشد تقاضای گاز طبیعی افزایش یابد. جدول ۶ فهرست شرکت‌های مشارکت‌کننده در توسعه فازهای مختلف میدان گازی پارس جنوبی را نشان می‌دهد.

۱. مؤسسه تدبیر اقتصاد، میادین مشترک نفت و گاز کشور؛ چالش‌ها، فرصت‌ها و آینده پیش رو، ۱۳۹۵.

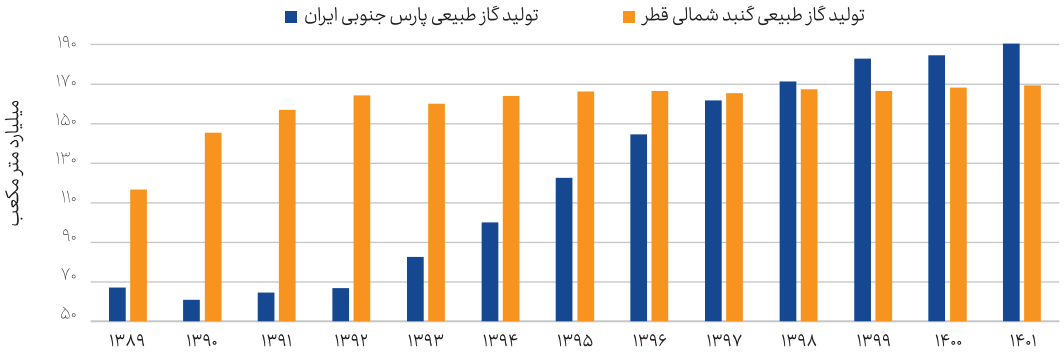
جدول ۶. فهرست شرکت‌های مشارکت‌کننده در توسعه فازهای مختلف میدان گازی پارس جنوبی

فاز اجرایی	سال انعقاد قرارداد	ظرفیت تولید روزانه محصولات			پیمانکار	
		گاز طبیعی (میلیون متر مکعب)	میعانات‌گازی (هزاربشکه)	گوگرد (تن)	پیمانکار داخلی	پیمانکار خارجی
۱	۱۳۷۶	۲۸/۳	۴۰	۲۰۰	پتروپارس	-
۲ و ۳	۱۳۷۶	۵۶/۶	۸۰	۴۰۰	-	توتال فرانسه، گازپروم روسیه و پتروناس مالزی
۴ و ۵	۱۳۷۹	۵۶/۶	۸۰	۴۰۰	پتروپارس	انی ایتالیا
۶، ۷ و ۸	۱۳۷۹	۱۰۴	۱۵۸	۴۰۰	پتروپارس	استات اویل نروژ، برای بخش خشکی آن شرکت‌های دایلیم کره جنوبی، توبو ژاپن و جی‌جی‌سی ژاپن
۹ و ۱۰	۱۳۸۱	۵۶	۸۰	۴۰۰	مهندسی و ساختمان صنایع نفت، مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران	جی‌اس کره جنوبی
۱۱	۱۳۸۹	۵۶	۸۰	-	پتروپارس	-
۱۲	۱۳۸۴	۸۴	۱۲۰	۷۵۰	پتروپارس	-
۱۳	۱۳۸۹	۵۶/۶	۷۵	۴۰۰	پترو پایدار ایرانیان، مپنا و صدرا	-
۱۴	۱۳۸۹	۵۶/۶	۷۵	۴۰۰	سازمان گسترش و نوسازی صنایع ایران	-
۱۵ و ۱۶	۱۳۸۵	۵۶/۶	۷۵	۴۰۰	سازمان گسترش و نوسازی صنایع ایران، مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران، شرکت صنایع فراساحلی صف، شرکت ایزوایکو و حفاری دانا کیش	-
۱۷ و ۱۸	۱۳۸۵	۵۶/۶	۷۵	۴۰۰	مهندسی و ساختمان صنایع نفت، مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران	-
۱۹	۱۳۸۹	۵۶/۶	۸۰	۴۰۰	پتروپارس و شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران	-
۲۰ و ۲۱	۱۳۸۹	۵۶/۶	۷۵	۴۰۰	مهندسی و ساختمان صنایع نفت، مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران	-
۲۲، ۲۳ و ۲۴	۱۳۸۹	۵۶/۶	۷۵	۴۰۰	پترو سینا آریا، شرکت صدرا	-

مأخذ: مؤسسه تدبیر اقتصاد، میادین مشترک نفت و گاز کشور؛ چالش‌ها، فرصت‌ها و آینده پیش رو، ۱۳۹۵

پس از خروج شرکت‌های خارجی از طرح‌های توسعه پارس جنوبی، ایران تلاش کرد با سرعت بخشیدن به اجرای فازهای نیمه‌تمام، سهم بیشتری از تولید میدان مشترک به دست آورد. در مقابل، قطر برای مدتی طولانی سرمایه‌گذاری تازه‌ای در گنبد شمالی (بخش قطری پارس جنوبی) آغاز نکرد و توسعه این میدان متوقف ماند. از سال ۲۰۰۵ تا ۲۰۱۷ قطر هیچ پروژه توسعه‌ای بزرگی در میدان گنبد شمالی اجرا نکرد و در نتیجه تولید این کشور در سطحی تقریباً ثابت، حدود ۱۶۰ تا ۱۸۰ میلیارد مترمکعب در سال باقی ماند. این تصمیم با هدف صیانت از مخزن مشترک با ایران اتخاذ شد، چرا که برداشت شتاب‌زده می‌توانست به افت فشار و در نتیجه کاهش بهره‌برداری بلندمدت منجر شود. قطر علاوه بر تمرکز بر مطالعات زمین‌شناسی و بررسی دقیق مخزن برای برداشت پایدار، نگران اشباع بازار جهانی ال‌ان‌جی و کاهش قیمت آن نیز بود. با توجه به نمودار ۱۷ میزان تولید گاز طبیعی ایران از میدان پارس جنوبی از ۶۷/۰ میلیارد متر مکعب در سال ۱۳۸۹ با ۱۸۴/۴ درصد افزایش به ۱۹۰/۵ میلیارد متر مکعب در سال ۱۴۰۱ افزایش یافته است. عمده افزایش تولید گاز طبیعی ایران از میدان پارس جنوبی به بهره‌برداری و تولید از فازهای نیمه‌تمام این میدان مربوط می‌شود که عمدتاً از قبل از تحریم‌های دهه ۱۳۹۰ به جای مانده بودند.

نمودار ۱۷. تولید گاز طبیعی در میدان مشترک ایران و قطر در سال‌های ۱۳۸۹ تا ۱۴۰۱*



مأخذ: ترازنامه انرژی، اداره اطلاعات انرژی ایالات متحده، گزارش سالانه شرکت قطر انرژی
* برای مقایسه بهتر، داده‌های سال‌های میلادی به سال‌شمسی متناظر تبدیل و در نمودار ذکر شده‌اند.

یکی از مهم‌ترین دلایلی که مانع از رشد بیشتر تولید گاز طبیعی ایران طی دوران تحریم شده، محدودیت در صادرات میعانات گازی همراه با گاز بوده است. به ازای هر میلیارد متر مکعب گاز طبیعی، حدود ۱/۳ میلیون بشکه میعانات گازی تولید می‌شود که امکان ذخیره‌سازی یا پالایش آن در ایران محدود است.[۱] پیش از اعمال تحریم‌های اقتصادی در اوایل دهه ۱۳۹۰، بخش قابل‌توجهی از میعانات گازی تولیدشده در پارس جنوبی به بازارهای بین‌المللی صادر می‌شد. با این حال، پس از آغاز تحریم‌ها، به‌دلیل محدودیت‌های دسترسی به بازار جهانی و فقدان فناوری‌های پیشرفته حمل‌ونقل میعانات گازی، روند صادرات این محصول با چالش‌های اساسی مواجه شد. در نتیجه، محدودیت در صادرات و ذخیره‌سازی میعانات گازی به عنوان یکی از ارزشمندترین محصولات نفتی صادراتی، تولید گاز طبیعی را در سال‌های ابتدایی تحریم‌ها با اختلال مواجه کرد. با این حال، از سال ۱۳۹۶ و همزمان با بهره‌برداری از پالایشگاه ستاره خلیج فارس و توسعه ظرفیت‌های داخلی صنعت پتروشیمی، بخش قابل‌توجهی از میعانات گازی تولیدی در داخل مصرف می‌شود. به همین دلیل، نسبت به دوره آغاز تحریم‌ها، موانع مربوط به میعانات گازی در مسیر افزایش تولید گاز طبیعی تا حدودی کاهش یافته‌اند. بنابراین می‌توان ادعا کرد که محدودیت صادرات میعانات گازی، به شکل غیرمستقیم یکی از موانع اصلی توسعه تولید گاز طبیعی در ایران بوده است.[۲]

از سوی دیگر، برای احداث ایستگاه‌های تقویت فشار در میدان پارس جنوبی نیاز به سرمایه‌گذاری حدوداً ۲۰ میلیارد دلاری است تا از افت فشار و کاهش تولید در برخی فازهای قدیمی پارس جنوبی جلوگیری کند. پیش‌بینی می‌شود در صورت عدم سرمایه‌گذاری در این میدان تا سال ۲۰۳۰ هر سال حدود ۱۰ میلیارد متر مکعب - معادل ۵ درصد تولید فعلی این میدان - از تولید این میدان کاسته شود. همچنین عدم سرمایه‌گذاری در جمع‌آوری گازهای همراه موجب شده است که ایران سالانه حدود ۲۰/۵ میلیارد متر مکعب گاز را به صورت فلر[۳] بسوزاند و از این منظر پس از روسیه در جایگاه دوم جهان قرار گیرد. این در حالی است که قطر با وجود برداشت تقریباً برابر گاز طبیعی با ایران، تنها ۰/۴ میلیارد متر مکعب گاز را به شکل فلر از دست می‌دهد.[۴]

بزرگترین میدان گازی ایران با قطر مشترک است. وجود حجم قابل توجه ذخایر نفت و گاز در میادین قطر، به ویژه میدان گنبد شمالی (مشترک با پارس جنوبی) و سرمایه‌گذاری‌های عظیمی که در صنعت نفت و گاز این کشور صورت گرفته، منجر به سهم بالای نفت و گاز در اقتصاد این کشور شده است. بخش نفت و گاز حدود ۶۰ درصد از تولید ناخالص داخلی قطر را در سال ۲۰۲۴ تشکیل داده است. همچنین بیش از ۹۰ درصد از تولید گاز طبیعی قطر از میدان گنبد شمالی است. قطر پس از یک دوره توقف توسعه در میدان گنبد شمالی، از سال ۲۰۱۷ دوباره روند سرمایه‌گذاری در این میدان عظیم را آغاز کرد. بر اساس برنامه‌های توسعه‌ای، این کشور با سرمایه‌ای نزدیک به ۵۰ میلیارد دلار در پی آن است که ظرفیت تولید سالانه ال‌ان‌جی خود را از ۷۷ میلیون تن در سال ۲۰۲۴ به بیش از ۱۴۲ میلیون تن تا سال ۲۰۳۰ افزایش دهد.[۵] قطر در سال‌های اخیر به طور جدی بر توسعه قراردادهای پیش‌فروش ال‌ان‌جی متمرکز شده است. بر اساس این راهبرد، این کشور از سال ۲۰۲۶ سالانه ۱/۸ میلیون تن گاز مایع به بنگلادش به مدت ۱۵ سال و ۷ میلیون تن به چین به مدت ۲۷ سال صادر خواهد کرد. علاوه بر قراردادهای آسیایی، قطر توافق‌های بلندمدتی نیز با شرکای اروپایی امضا کرده است. این قراردادها شامل صادرات سالانه ۳/۵ میلیون تن ال‌ان‌جی به فرانسه با شرکت توتال انرژی، ۳/۵ میلیون تن به هلند با شرکت شل، و یک میلیون تن به ایتالیا با شرکت انی است که همگی دارای دوره زمانی ۲۷ ساله‌اند. مجموعه این توافق‌ها نشان می‌دهد که قطر با پیش‌فروش حجم عظیمی از تولید آینده خود، موقعیت خود را به‌عنوان تأمین‌کننده مطمئن و بلندمدت ال‌ان‌جی در بازار جهانی تثبیت کرده است. بنابراین اگرچه قطر تا سال ۲۰۱۷ سرمایه‌گذاری قابل توجهی برای افزایش تولید گاز از میدان مشترک گنبد شمالی انجام نداده است، اما با انعقاد قراردادهای بلندمدت فروش ال‌ان‌جی و توسعه صنعت پتروشیمی در سال‌های اخیر، برنامه دارد تا سال ۲۰۳۰ سرمایه‌گذاری‌های قابل توجهی را در این میدان اجرا کند. در نتیجه، تولید گاز طبیعی قطر در سال‌های آینده به مراتب بیشتر خواهد شد که با توجه به افزایش برداشت از میدان مشترک، ایران را ناگزیر به سرمایه‌گذاری در ایستگاه‌های تقویت فشار می‌کند و همچنین فرصت‌های ایران را برای ورود به بازار جهانی ال‌ان‌جی محدود می‌سازد. شایان ذکر است که قطر حتی کشتی‌های حمل گاز مایع را که قرار است در سال‌های آتی ساخته شوند، پیش‌خرید کرده است.

۱. شرکت ملی نفت ایران، صورت‌های مالی حسابرسی‌شده سال ۱۴۰۲ شرکت گاز پارس جنوبی

2. U.S. Energy Information Administration (EIA), Country Analysis Brief, Iran, 2024.

۳. به فرآیند سوزاندن گازهای مازاد یا همراه نفت در مشعل‌های نصب‌شده در پالایشگاه‌ها، پتروشیمی‌ها و میادین نفت و گاز گفته می‌شود که معمولاً به دلیل نبود زیرساخت جمع‌آوری یا مصرف بهینه انجام می‌گیرد.

4. QatarEnergy, Annual Report 2023

5. QatarEnergy, Annual Report 2023

۷. راهکارهای رفع ناترازی انرژی

۷-۱. آزادسازی قیمت انرژی

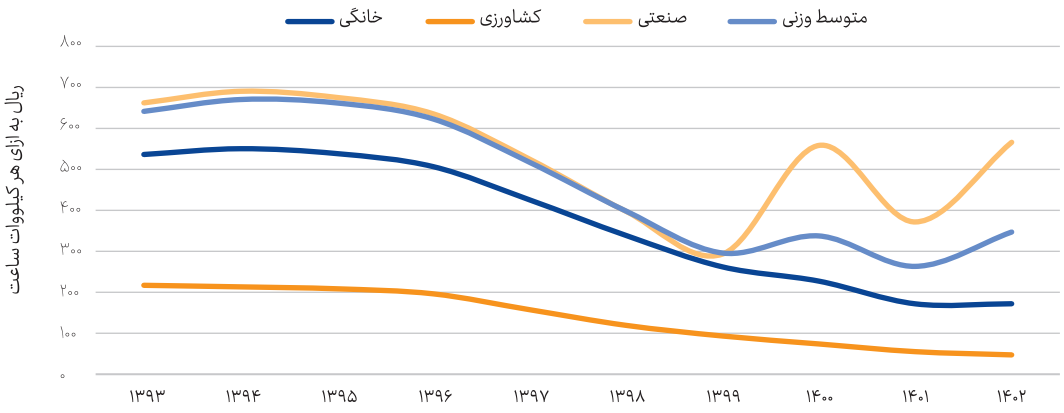
در دهه ۱۹۹۰ میلادی بسیاری از کشورهای جهان شروع به اصلاح ساختارهای موجود در صنعت برق خود کردند. از مهمترین برنامه‌های این اصلاح ساختار جداسازی بخش‌های بالقوه رقابتی همانند تولید و خرده‌فروشی از بخش‌های ذاتاً انحصاری مانند انتقال و توزیع (با هدف حذف انحصار و ایجاد رقابت به منظور فراهم نمودن جذابیت برای ورود سرمایه‌گذار بخش خصوصی و کاهش تصدی‌گری دولت در صنعت برق) بود. برخلاف ساختار قدیمی صنعت برق که در آن مدیریت تولید، انتقال و توزیع به صورت مدیریتی واحد بود، با تجدید ساختار، مدیریت این بخش‌ها مستقل از یکدیگر شد و پس از این استقلال، برای حفظ تعامل بین این بخش‌ها، بازار برق به عنوان واسطه تشکیل شد. با شروع دهه ۱۳۸۰ هجری خورشیدی و نیاز ایران به توسعه صنعت برق و متعاقب آن نیاز به جذب سرمایه از بخش خصوصی، تصمیماتی در این زمینه اخذ و در سال ۱۳۸۱ در مجمع عمومی شرکت توانیر طرح کلی و مفهومی تجدید ساختار به تصویب رسید که منجر به تشکیل بازار برق ایران در آبان‌ماه همین سال شد. با وجود اقدامات انجام‌شده در این دو دهه، تجدید ساختار در صنعت برق تا امروز به نتایج پیش‌بینی‌شده نظیر افزایش سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در صنعت برق و اصلاح سازوکار ناکارآمد قیمت‌گذاری برق نرسیده است. تجدید ساختار در صنعت برق در اولین گام با واگذاری نیروگاه‌ها به بخش خصوصی شروع شد، ولی از همان ابتدای راه به دلیل عدم ایجاد یک فضای رقابتی واقعی، حضور تأثیرگذار وزارت نیرو در تمامی ساختار صنعت برق و سازوکار ناکارآمد قیمت‌گذاری برق، مشکلات مختلفی از جمله عدم توازن در درآمدها و هزینه‌های دولت بروز پیدا کردند. در نتیجه ناترازی بودجه صنعت برق، بخش قابل توجهی از مطالبات شرکت‌های فعال در این حوزه پرداخت نشده و به تبع آن منابع مالی این شرکت‌ها برای سرمایه‌گذاری بیشتر کاهش یافتند. این مسأله به ایجاد نوعی دافعه برای سرمایه‌گذاران بالقوه در صنعت برق دامن زده و از طرفی با کاهش روند سرمایه‌گذاری در این صنعت، عملاً میزان افزایش سالانه ظرفیت نیروگاه‌ها را محدود کرده و ناترازی در میزان تولید و مصرف بازار برق را به همراه داشته است.

بررسی صورت‌های مالی شش نیروگاه بزرگ بازار سرمایه[1] حاکی از آن است که مانده مطالبات آنها از دولت در پایان سال ۱۴۰۳ به ۴۲/۳ هزار میلیارد ریال رسیده که نسبت به رقم ۲۷/۷ هزار میلیارد ریالی در پایان سال ۱۴۰۲، افزایش ۵۲/۷ درصدی را تجربه کرده است. افزایش نسبت مانده مطالبات به درآمد فروش در شش نیروگاه مذکور از ۵۴/۵ درصد در سال ۱۴۰۲ به ۶۵/۴ درصد در سال ۱۴۰۳، حاکی از تعمیق شکاف نقدینگی و تأخیر در وصول مطالبات از دولت است. به عبارت دیگر، در سال ۱۴۰۳ به طور خالص ۱۴/۶ هزار میلیارد ریال بر مطالبات این نیروگاه‌ها از دولت افزوده شده که معادل ۲۲/۶ درصد از کل ارزش فروش آنها در این سال است. عدم پرداخت مطالبات نیروگاه‌های تولید برق هم به طور مستقیم و هم به طور غیرمستقیم از طریق کاهش توان آنها برای تعمیرات، بازسازی و بهبود فرآیند تولید برق، می‌تواند آنها را به ورطه ورشکستگی بکشاند.

یکی از مهمترین دلایل افزایش مطالبات نیروگاه‌های تولید برق و متعاقباً ناترازی برق در کشور، تعیین نرخ برق کمتر از مقدار واقعی آن از سوی دولت و عدم تأمین بودجه این یارانه پنهان است. با توجه به نمودار ۱۸، نرخ واقعی تعرفه هر کیلووات برق مصرفی خانوار (به قیمت‌های ثابت سال ۱۳۹۵) از ۵۳۶ ریال به ازای هر کیلووات ساعت در سال ۱۳۹۳ به ۱۷۲ ریال به ازای هر کیلووات ساعت در سال ۱۴۰۲ کاهش یافته است. برخلاف نرخ واقعی تعرفه برق برای خانوار و بخش کشاورزی، نرخ واقعی تعرفه برق برای بخش صنعت که تا سال ۱۳۹۹ در روندی کاهشی قرار داشت، از سال ۱۴۰۰ به بعد روندی افزایشی داشته، اما همچنان در سطوحی کمتر از سال ۱۳۹۳ قرار دارد. در نهایت به طور متوسط (وزنی) نرخ واقعی تعرفه هر کیلووات ساعت برق مصرفی در کشور از ۶۴۱ ریال در سال ۱۳۹۳ به ۳۴۷ ریال در سال ۱۴۰۲ کاهش یافته است. طبیعتاً کاهش قیمت واقعی برق افزایش مصرف برق و کاهش انگیزه سرمایه‌گذاری بخش خصوصی را به همراه دارد.

۱. شامل نیروگاه‌های دماوند، جهرم، تولید برق مپنا عسلویه، تولید نیروی برق آبادان، پیوند گستر پارس و زاگرس کوثر است.

نمودار ۱۸. متوسط نرخ واقعی فروش برق به بخش‌های مختلف مصرف‌کننده به قیمت‌های ثابت سال ۱۳۹۵



مأخذ: ترازنامه انرژی ادوار مختلف

بررسی داده‌های تعرفه‌ای وزارت نیرو نشان می‌دهد که متوسط قیمت برق در ایران به طور معناداری پایین‌تر از کشورهای اروپایی و حتی کشورهای حوزه خلیج فارس است. در ماه‌های غیرگرم سال ۱۴۰۳، متوسط تعرفه برق خانگی حدود ۳,۱۴۵ ریال و تعرفه بخش صنعتی حدود ۸,۱۶۶ ریال به ازای هر کیلووات ساعت تعیین شده است. در همین سال و با لحاظ نرخ ارز آزاد، متوسط تعرفه برق خانگی در اتحادیه اروپا بیش از ۷۳ برابر و در منطقه خاورمیانه حدود ۸ برابر ایران است. حتی در کشور قطر که ساختار تولید برق آن به ایران شباهت زیادی دارد و بیش از ۹۶ درصد برق تولیدی خود را از گاز طبیعی تولید می‌کند، تعرفه‌های برق خانگی و صنعتی به ترتیب ۱۷ برابر و ۹ برابر ایران‌اند. جدول ۷ متوسط نرخ تعرفه برق مناطق مختلف جهان را در سال ۱۴۰۳ نشان می‌دهد.

جدول ۷. متوسط نرخ تعرفه برق مناطق مختلف جهان در سال ۱۴۰۳ (ریال به ازای هر کیلووات ساعت)*

منطقه	خانگی	صنعت
اروپا	۲۲۹,۶۷۵	۱۵۱,۸۶۴
خاورمیانه	۲۶,۶۸۶	۳۸,۷۴۷
ایران	۳,۱۴۵	۸,۱۶۶

مأخذ: وزارت نیروی ایران و پایگاه اینترنتی یورواستات

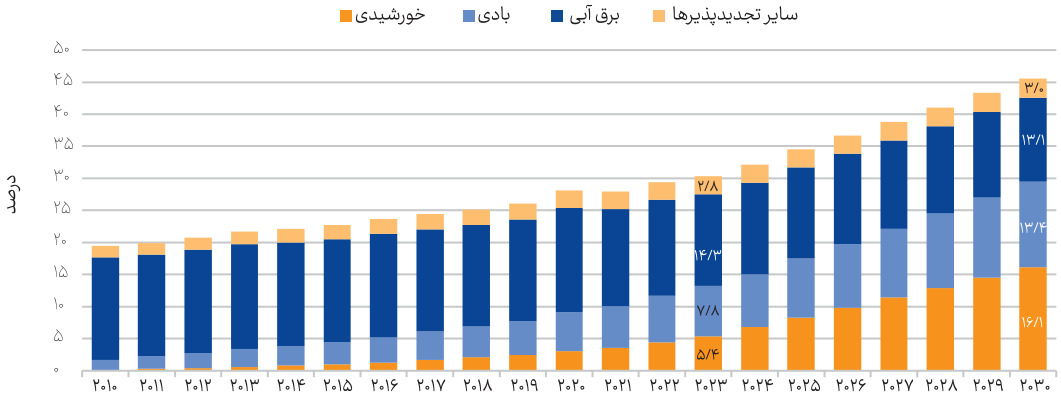
* نرخ برابری متوسط نرخ دلار در برابر ریال در بازار آزاد در سال ۱۴۰۳ مبنای این محاسبه بوده است.

اگر چارچوب‌های قانونی و حمایتی به طور شفاف و پایدار ترسیم نشده باشند، سرمایه‌گذاران خصوصی برای ورود دچار تردید می‌شوند. برای مثال، تغییر ناگهانی نرخ خرید تضمینی برق تجدیدپذیرها یا تأخیر دولت در پرداخت مطالبات آنها می‌تواند پروژه‌های احداث‌شده را با زیان مواجه کند. به علاوه، در کشورهایی مثل ایران که بازار شفافی برای انرژی‌های فسیلی (برق تولیدی از گاز طبیعی یا بنزین و گازوییل) به دلیل انحصار عرضه دولتی و یارانه قیمتی وجود ندارد، نمی‌توان انتظار سرمایه‌گذاری بهینه بخش خصوصی در زمینه انرژی‌های تجدیدپذیر را داشت. زمانی سرمایه‌گذاری گسترده در نیروگاه‌های تجدیدپذیر منطقی می‌شود که اصلاحات اقتصادی لازم صورت گرفته و قیمت انرژی در بازاری شفاف بدون مداخله دولتی (چه در طرف عرضه و چه در طرف تقاضا) تعیین شود. بنابراین موفقیت پروژه‌های مربوط به انرژی‌های تجدیدپذیر تنها به فناوری وابسته نیست، بلکه نیازمند بسترسازی اقتصادی است. شایان ذکر است که در سیاست‌گذاری دولت در خصوص خرید تضمینی برق تجدیدپذیر، تضاد منافع چشمگیری مشاهده می‌شود. ایفای نقش‌های خریدار، قیمت‌گذار و توزیع‌کننده انحصاری برق در سطح کشور توسط دولت، این امکان را فراهم می‌سازد تا نرخ‌های خرید تضمینی برق تجدیدپذیرها بر مبنای منابع مالی دولت تعیین شوند. ترکیب سه‌گانه قدرت دولت در بازار برق (خریدار انحصاری، توزیع‌کننده انحصاری و قیمت‌گذار) باعث شده است که تولیدکنندگان برق در موقعیتی کاملاً غیربازاری قرار گیرند - موقعیتی که در آن یا باید شرایط تحمیل‌شده را بپذیرند یا تولید برق را متوقف کنند. در این شرایط، بازار برق از حضور مؤثر بخش خصوصی واقعی در بلندمدت بی‌بهره خواهد ماند.

۲-۷. توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر

عدم تعادل عرضه و تقاضای انرژی در ایران، تمرکز بر توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر - به ویژه خورشیدی - را افزایش داده است. این رویکرد همسو با روند جهانی است که نشان می‌دهد سهم تجدیدپذیرها در تولید برق جهان از حدود ۱۹/۵ درصد در سال ۲۰۱۰ به بیش از ۳۰ درصد در سال ۲۰۲۳ رسیده و پیش‌بینی می‌شود تا سال ۲۰۳۰ از ۴۵ درصد فراتر رود. این رشد قابل توجه ریشه در توجه ویژه به انرژی خورشیدی و بادی دارد. در سال ۲۰۱۰ حدود ۱۶/۰ درصد از کل مصرف برق جهان را نیروگاه‌های برق‌آبی (سدها برای استفاده از منبع تجدیدپذیر آب) و ۰/۱ درصد را نیروگاه‌های خورشیدی و ۱/۶ درصد را نیروگاه‌های بادی تأمین می‌کردند. اما در سال ۲۰۲۳ ترکیب استفاده از این سه منبع تجدیدپذیر تغییر کرده، به نحوی که سهم نیروگاه‌های برق‌آبی به ۱۴/۳ درصد کاهش یافته و در مقابل سهم نیروگاه‌های خورشیدی و بادی به ترتیب به ۵/۴ درصد و ۷/۸ درصد بالغ شده است. انتظار می‌رود تا سال ۲۰۳۰ سهم انرژی خورشیدی رشد قابل توجهی داشته و به حدود ۱۶/۱ درصد از تولید برق جهانی افزایش یابد. نمودار ۱۹ سهم انواع انرژی‌های تجدیدپذیر در تولید برق جهانی را از سال ۲۰۱۰ تا سال ۲۰۳۰ نشان می‌دهد.

نمودار ۱۹. سهم انواع انرژی‌های تجدیدپذیر در تولید برق جهانی از ۲۰۱۰ تا ۲۰۳۰*



مأخذ: اداره اطلاعات انرژی آمریکا
* از سال ۲۰۲۴ تا ۲۰۳۰ برآورد و پیش‌بینی است.

پیش‌بینی می‌شود که ناترازی برق ایران در پیک مصرف تابستان ۱۴۰۴ به حدود ۲۵ گیگاوات افزایش یابد. ظرفیت تولید انرژی از منابع تجدیدپذیر (به جز نیروگاه‌های برق‌آبی بزرگ مقیاس) در پایان خردادماه ۱۴۰۴ با ۲۸/۷ درصد رشد نسبت به پایان خردادماه ۱۴۰۳ به ۱/۸ گیگاوات افزایش یافته تا سهمی ۱/۹ درصدی از مجموع ظرفیت تولید برق کشور داشته باشد.[1] در صورت لحاظ کردن ظرفیت تولید نیروگاه‌های برق‌آبی بزرگ‌مقیاس، سهم انرژی‌های تجدیدپذیر از مجموع ظرفیت تولید برق کشور به حدود ۱۴/۸ درصد افزایش می‌یابد. البته با توجه به ماهیت ناپایدار تولید برق از منابع تجدیدپذیر در زمان‌ها و شرایط آب‌وهوایی مختلف و تفاوت قابل توجه تولید واقعی آنها نسبت به ظرفیت اسمی، انتظار می‌رود که سهم واقعی این منابع از تولید برق کشور کمتر از این ارقام باشد.

بر اساس آخرین آمار وزارت نیروی ایران[2] در سه ماهه نخست سال ۱۴۰۴ تنها ۲۸۲ مگاوات به ظرفیت تولید برق کشور افزوده شده است. این نهاد پیش‌بینی کرده است که تا پایان سال ۱۴۰۴ در مجموع ۶/۴ گیگاوات به ظرفیت تولید برق کشور افزوده شود. با توجه به این که در سال‌های اخیر به طور متوسط ۶۶ درصد از ظرفیت اسمی تولید برق کشور به صورت واقعی تولید شده است، باید انتظار داشت که تنها ۴/۲ گیگاوات به تولید ۶۲ گیگاواتی برق کشور افزوده شود. از سوی دیگر با توجه به رشد سالانه ۶/۲ درصدی تقاضای برق و وجود ناترازی حدود ۲۰ تا ۲۵ گیگاواتی در تابستان ۱۴۰۴، پیش‌بینی می‌شود ناترازی عرضه و تقاضای برق در سال ۱۴۰۵ نیز به قوت خود پایدار بماند.

در جدول ۸ بر اساس شرایط آب و هوایی ایران محاسباتی انجام گرفته است که برای رفع ناترازی ۲۵ گیگاواتی برق ایران در سال ۱۴۰۴ به چه میزان سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های مختلف نیاز است. محاسبات ارایه‌شده در این جدول، با فرض هزینه ساخت یک واحد نیروگاه هزار مگاواتی توسط شرکت روس‌اتم - به عنوان پیمانکار نیروگاه اتمی بوشهر - و همچنین با در نظر گرفتن هزینه‌های ساخت نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و بادی در آخرین پروژه‌های اجرایی بازار ایران صورت گرفته است. مقادیر راندمان نیز بر پایه داده‌های واقعی نیروگاه‌های فعال در کشور برآورد شده‌اند. محاسبات نشان می‌دهند که نیروگاه خورشیدی، کمترین میزان سرمایه‌گذاری لازم را نیاز دارد. رفع ناترازی ۲۵ گیگاواتی برق در زمان پیک مصرف از طریق ایجاد نیروگاه‌های خورشیدی یا بادی، نیازمند سرمایه‌گذاری حدود ۱۵ تا ۳۰ میلیارد دلاری خواهد بود. نیروگاه‌های سیکل ترکیبی هر چند بالاترین بازدهی را بین نیروگاه‌های مذکور دارند، اما سرمایه‌گذاری اولیه زیاد و وابستگی به سوخت گاز و مازوت در شرایط ناترازی سوخت در ایران، بازده و بازگشت سرمایه آنها را با چالش مواجه می‌کند. از سوی دیگر، احداث

۱. بر اساس گزارش آب و برق وزارت نیرو، داده‌های نیروگاه‌های تجدیدپذیر شامل نیروگاه‌های برق‌آبی بزرگ مقیاس نمی‌شود. لذا ظرفیت عنوان‌شده برای نیروگاه‌های تجدیدپذیر شامل نیروگاه‌های خورشیدی، بادی، زیست توده و زمین‌گرمایی است.
۲. وزارت نیروی ایران، گزارش ماهانه آمار صنعت آب و برق، خرداد ۱۴۰۴

نیروگاه هسته‌ای برای رفع ناترازی برق در ایران، مستلزم سرمایه‌گذاری بسیار بالایی در حدود ۱۳۷ میلیارد دلار است که در قیاس با گزینه‌های تجدیدپذیر دیگر مانند نیروگاه‌های خورشیدی و بادی، صرفه اقتصادی کمتری دارد، در حالی که ریسک‌های سیاسی به مراتب بیشتری دارد. افزون بر این، مسایل مرتبط با پسماندهای رادیواکتیو، ریسک بروز حوادث فنی، وابستگی تکنولوژی تولید به خارج از کشور و چالش‌های مربوط به تأمین مستمر سوخت هسته‌ای، از جمله موانع جدی توسعه این نوع نیروگاه‌ها در ایران محسوب می‌شوند. جدول ۸ برآورد هزینه سرمایه‌گذاری مورد نیاز را جهت رفع ناترازی ۲۵ گیگاواتی برق مصرفی در ایران برای سال ۱۴۰۳ نشان می‌دهد.

جدول ۸. برآورد هزینه سرمایه‌گذاری مورد نیاز جهت رفع ناترازی ۲۵ گیگاواتی برق مصرفی در ایران برای سال ۱۴۰۳

منطقه	نیروگاه خورشیدی	نیروگاه بادی (خشکی)	نیروگاه سیکل ترکیبی گازی	نیروگاه اتمی
نرخ بازدهی (درصد)	۲۲	۳۵	۴۵	۳۳
ارزش سرمایه‌گذاری مورد نیاز (میلیارد دلار)	۱۵	۳۰	۲۹	۱۳۷

مأخذ: ترازنامه انرژی سال ۱۴۰۱ و محاسبات تحقیق

بنابراین احداث نیروگاه‌های خورشیدی و بادی در مقایسه با دیگر انواع نیروگاه‌های برق کشور، هم از نظر میزان سرمایه‌گذاری اولیه و هم به لحاظ دوره بازگشت سرمایه، گزینه‌ای به مراتب اقتصادی‌تر و مقرون به صرفه‌تر به‌شمار می‌رود. در سطح جهانی نیز سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های خورشیدی به دلیل پیشرفت در افزایش کارایی پنل‌ها، افزایش حمایت‌های دولتی و نیاز به سرمایه‌گذاری کمتر نسبت به سایر نیروگاه‌ها در حال افزایش است. نیروگاه خورشیدی از نظر فناوری نیز ساده‌ترین ساختار را بین نیروگاه‌های دیگر دارد، زیرا تنها با استفاده از پنل‌های خورشیدی و اینورتر برق تولید می‌کند. از سوی دیگر، نیروگاه‌های بادی به فناوری‌های مکانیکی و آیرودینامیکی، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی به توربین‌های پیچیده گازی و بخاری و نیروگاه‌های اتمی به پیچیده‌ترین فناوری‌ها از جمله طراحی رآکتور و مدیریت پسماند نیاز دارند. بر این اساس، نیروگاه خورشیدی ساده‌ترین گزینه برای تولید انرژی از منظر فناوری محسوب می‌شود، چرا که فاقد فرآیندهای مکانیکی سنگین، سامانه‌های حرارتی پیچیده یا فناوری‌های پیشرفته هسته‌ای است و تنها به نصب و بهره‌برداری از پنل‌ها متکی است. همچنین پیامدهای زیست‌محیطی آنها نسبت به گزینه‌هایی مانند نیروگاه‌های آبی (ایجاد سد) کمتر است. پنل‌های خورشیدی بدون صدا یا آلودگی کار می‌کنند. با این وجود، اصلی‌ترین نقطه ضعف انرژی خورشیدی ماهیت ناپیوسته آن است، چرا که فرآیند تولید برق در این نوع نیروگاه‌ها مستقیماً وابسته به وجود نور خورشید است و در ساعات عدم تابش، تولید انرژی متوقف می‌شود. در شب‌ها یا روزهای ابری و بارانی، پنل‌های خورشیدی عملاً تولیدی ندارند یا تولیدشان بسیار کم است. این وابستگی به روشنایی روز، زاویه تابش خورشید و شرایط جوی باعث می‌شود که انرژی خورشیدی یک منبع پراکنده و غیرمداوم باشد. کشورهای مختلف با توجه به مزیت نسبی در شرایط آب و هوایی و سطح تکنولوژی راه‌حل‌های متفاوتی را جهت پایداری تولید انرژی خورشیدی در تمام شرایط اتخاذ کرده‌اند.

۱-۲-۷. راهکارهای رفع ناپیوستگی تولید برق در نیروگاه‌های خورشیدی

تبدیل برق به هیدروژن

یکی از راهکارهای نوین برای رفع مشکل ناپیوستگی در تولید انرژی خورشیدی، ذخیره‌سازی برق از طریق تولید هیدروژن در ساعات اوج تابش خورشید و استفاده از آن برای تولید برق در شب است. در این روش، برق مازاد نیروگاه خورشیدی در روزهای آفتابی با فرآیند الکترولیز[1] به هیدروژن تبدیل می‌شود و سپس این هیدروژن در پیل‌های سوختی یا توربین‌ها دوباره به برق تبدیل می‌شود. در این روش با استفاده از الکتریسیته تولیدشده توسط پنل‌های خورشیدی، مولکول‌های آب به هیدروژن و اکسیژن تبدیل می‌شوند. هیدروژن تولیدی را می‌توان در مخازن بزرگی ذخیره کرد و در نهایت به نیروگاه‌های تولید برق یا جایگاه‌های سوخت هیدروژن برای وسایل نقلیه انتقال داد. مزیت مهم این روش، امکان ذخیره‌سازی طولانی‌مدت انرژی و قابلیت انتقال آن به نقاط مختلف است. اما هزینه بالای فناوری الکترولیز، راندمان پایین (حدود ۳۰ تا ۴۰ درصد) و

۱. الکترولیز به معنای تجزیه شیمیایی آب به هیدروژن و اکسیژن است که این واکنش تحت تأثیر عبور جریان مستقیم برق از آب انجام می‌شود.

نیاز به زیرساخت‌های ایمن برای ذخیره‌سازی و حمل‌ونقل هیدروژن از جمله چالش‌های اصلی آن به شمار می‌روند. افزون بر این، نیاز قابل توجه به آب برای فرآیند الکترولیز، به ویژه در مناطق کم‌آب و در شرایط اقلیمی خشک و نیمه‌خشک ایران، به عنوان یک مانع مهم بر سر راه گسترش این فناوری مطرح است و می‌تواند توسعه پایدار آن را با چالش‌های جدی مواجه سازد. به همین دلیل کشورهای مختلف بخش عمده سرمایه‌گذاری‌های مرتبط با این فناوری را در نزدیکی منابع آب شیرین یا شور مستقر کرده‌اند. کشورهای توسعه‌یافته‌ای مانند ژاپن و آلمان سرمایه‌گذاری قابل توجهی در توسعه این فناوری انجام داده‌اند. نیروگاه خورشیدی-هیدروژنی در فوکوشیمای ژاپن[1]، با سرمایه‌گذاری حدود ۲۰۰ میلیون یورو و ظرفیت ۲۰ مگاوات برق و ۱۰ مگاوات الکترولیز از سال ۲۰۲۲ راه‌اندازی شده است. این مجموعه قادر است در هر ساعت یک هزار و ۲۰۰ متر مکعب هیدروژن تولید کند که بخشی از آن پس از ذخیره‌سازی و آماده‌سازی، توسط تریلرهای ویژه به ایستگاه‌های سوخت‌رسانی منتقل می‌شود و بخش دیگر آن در محل و از طریق پیل‌های سوختی - به ویژه در ساعات شب یا زمان کاهش تابش خورشید - به برق تبدیل می‌شود. مطابق برنامه راهبردی ژاپن تا سال ۲۰۳۰، این کشور در نظر دارد ظرفیت کل الکترولیز خود را به ۱۵ گیگاوات افزایش دهد و در این مسیر بالغ بر ۱۰۷ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری کند. شکل ۱ فرآیند تبدیل برق به هیدروژن را در نیروگاهای خورشیدی در شرایط ناپایداری جوی نشان می‌دهد.

شکل ۱. فرآیند تبدیل برق به هیدروژن در نیروگاه‌های خورشیدی

مأخذ: این شکل با الگوبرداری از پایگاه تحقیقاتی انرژی هیدروژنی فوکوشیما و به کمک ابزارهای هوش مصنوعی طراحی شده است.

1. Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R)

برق‌آبی مصنوعی

استفاده از ذخیره‌سازی انرژی به روش پمپاژ آب به پشت سد مصنوعی یکی دیگر از راهکارهای هموارسازی استفاده از انرژی خورشیدی است. در این روش برق مازاد خورشیدی برای پمپاژ آب به مخزن مرتفع‌تر استفاده می‌شود و در ساعات نیاز، این آب با حرکت معکوس از توربین‌ها عبور کرده و برق تولید می‌کند. این فناوری از نظر بازده (۷۰ تا ۸۵ درصد) بسیار کارآمد و اقتصادی است و در مقیاس‌های بزرگ، گزینه‌ای مطلوب برای پایداری شبکه برق به شمار می‌رود. اما مهم‌ترین محدودیت آن، نیاز به شرایط خاص جغرافیایی مانند اختلاف ارتفاع کافی و دسترسی به منابع آب است که اجرای آن را در بسیاری از مناطق کشورها ناممکن یا پرهزینه می‌کند. همچنین ساخت‌وسازهای وسیع مورد نیاز برای احداث سد مصنوعی ممکن است علاوه بر افزایش هزینه‌های ساخت، پیامدهای زیست‌محیطی نیز داشته باشد.

نیروگاه برق‌آبی ذخیره‌ای «حتا» با ظرفیت ۲۵۰ مگاوات، یکی از پروژه‌های پیشرفته ذخیره‌سازی انرژی در امارات متحده عربی به شمار می‌رود. این نیروگاه به منظور ذخیره برق مازاد تولیدی از پارک خورشیدی محمد بن راشد طراحی شده است. در این طرح، انرژی خورشیدی در ساعات کم‌مصرف صرف پمپاژ آب شیرین از یک مخزن طبیعی به یک مخزن مصنوعی در ارتفاع بیش از ۲۰۰ متری در کوه‌های حتا می‌شود. در زمان اوج تقاضای مصرف برق و کاهش یا توقف تولید انرژی خورشیدی، آب ذخیره‌شده در سد مصنوعی به سمت سد طبیعی بازگردانده می‌شود و با عبور از چندین توربین، تولید برق صورت می‌گیرد. بهره‌گیری از آب شیرین سد طبیعی، علاوه بر جلوگیری از خوردگی فلزات ناشی از املاح آب دریا، از اتلاف منابع آبی نیز جلوگیری می‌کند. این فناوری در ایران می‌تواند برای پمپاژ آب میان دو سوی یک سد طبیعی یا انتقال آب از سد پایین‌دست به مخزن سد بالادست به کار گرفته شود.

فشرده‌سازی هوا

ذخیره‌سازی انرژی به روش تزریق هوای فشرده[1] یکی دیگر از فناوری‌های کارآمد برای بهره‌برداری از برق مازاد منابع تجدیدپذیر است. در این روش، در زمان‌هایی که تولید برق خورشیدی یا بادی بیش از مصرف است، انرژی الکتریکی صرف فشرده‌سازی هوا توسط کمپرسورها شده و این هوا در مخازن زیرزمینی مانند غارها یا معادن خالی ذخیره می‌شود. در زمان اوج مصرف و کاهش تولید برق، هوای فشرده با عبور از توربین‌ها دوباره به برق تبدیل می‌شود. هزینه سرمایه‌گذاری این سیستم نسبت به ذخیره‌سازی انرژی در سدهای مصنوعی و باتری‌ها کمتر است و در مناطقی که زیرساخت طبیعی مناسب وجود دارد، اجرای آن بسیار مقرون به صرفه خواهد بود. راندمان این روش حدود ۵۰ تا ۷۰ درصد است که نسبت به سدهای مصنوعی پایین‌تر ولی نسبت به برخی باتری‌ها قابل رقابت است. از مزایای آن می‌توان به دوام بالای اجزای مکانیکی، ظرفیت ذخیره‌سازی بالا و سازگاری با شبکه برق اشاره کرد. با این حال، محدودیت مکانی برای یافتن مخازن مناسب، نیاز به نظارت دقیق فنی و راندمان نسبتاً پایین از معایب آن محسوب می‌شوند. این روش بیشتر در مقیاس‌های متوسط به کار می‌رود و کشورهایی مانند آلمان و آمریکا پروژه‌های تجاری موفقی در این زمینه اجرا کرده‌اند.

1. Compressed Air Energy Storage

۸. نتیجه‌گیری

تا پیش از دهه ۱۳۹۰ خورشیدی، دولت ایران برای پاسخ به نیاز رو به افزایش کشور به نفت و گاز طبیعی، سرمایه‌گذاری در میادین مشترک نفت و گاز - به ویژه با مشارکت شرکت‌های خارجی - را در دستور کار قرار داده بود. همچنین در حوزه برق سیاست دولت عمدتاً بر احداث نیروگاه‌های حرارتی گازسوز با بازده کم استوار بود و برنامه‌ریزی مشخص و کارآمدی برای ارتقای راندمان این نیروگاه‌ها اجرایی نشده بود.

با اعمال تحریم‌های اقتصادی در دهه ۱۳۹۰ خورشیدی، سرمایه‌گذاری خارجی در توسعه ظرفیت تولید گاز طبیعی در ایران به شکل محسوسی کاهش یافت و حتی در بسیاری موارد کاملاً متوقف شد. این مهم در کنار افت قابل توجه درآمدهای نفتی موجب شد که دولت سیاست صنعتی خود را به سمت حمایت از تولید و صادرات کالاهای انرژی‌بر و با ارزش‌افزوده کمتر سوق دهد. همچنین تداوم سیاست پرداخت یارانه انرژی در سال‌های پس از تحریم‌های اقتصادی، نقش مهمی در افزایش مصرف غیربهینه برق در بخش‌های خانگی و صنعتی ایفا کرد. در نهایت، این مهم به ناترازی قابل توجهی در شبکه برق کشور از تابستان ۱۴۰۰ به این سو منجر شد، به گونه‌ای که وزارت نیرو سیاست جابجایی بار بین بخش‌های مختلف مصرفی را اجرا کرد. در این میان، اولین بخشی که در اولویت قطعی‌های برق در تابستان و گاز طبیعی در زمستان قرار داشت، صنایع انرژی‌بر بودند. ناترازی انرژی در زمان پیک مصرف اگر در مراحل اولیه به درستی مدیریت و رفع نشود، به تدریج به بحرانی فراگیر و مستمر در تمام طول سال تبدیل خواهد شد. در چنین وضعیتی، راهکارهای مقطعی مانند جابجایی بار مصرف میان بخش‌های مختلف یا اجرای خاموشی برق صنایع و خانوار دیگر راهگشا نخواهند بود. با تشدید تدریجی ناترازی انرژی در سال‌های اخیر، در سال ۱۴۰۳ تولید بسیاری از صنایع انرژی‌بر کشور که نقش مهمی در صادرات غیرنفتی دارند، به طور مستقیم تحت تأثیر قرار گرفت و بخش زیادی از آنها با کاهش تولید یا افزایش هزینه‌های عملیاتی مواجه شدند. آمارها نشان می‌دهند که سه صنعت سیمان، پتروشیمی و فولاد به طور قابل توجهی در معرض آسیب‌های ناشی از ناترازی انرژی قرار دارند. علت اصلی این آسیب‌پذیری، شدت بالای مصرف انرژی همراه با سهم زیاد انرژی در ساختار هزینه این صنایع است. در نقطه مقابل، صنایع خودروسازی و داروسازی آسیب‌پذیری مستقیم کمتری در برابر ناترازی انرژی دارند، اگرچه آسیب‌پذیری غیرمستقیم ناترازی انرژی به ویژه بر صنعت خودروسازی (از محل افت تولید محصولات فولادی و پتروشیمی) همچنان قابل توجه است. پیش‌بینی‌ها حاکی از آن‌اند که در صورت تداوم چالش ناترازی انرژی و عدم رفع آن در چند سال آینده، بخش عمده‌ای از صنایع با اختلال مستمر در تولید مواجه خواهند شد که این اختلال به دوره‌های اوج مصرف انرژی محدود نخواهد بود. از جمله راهکارهای کوتاه‌مدت پیشنهادی برای رفع چالش ناترازی انرژی می‌توان به آزادسازی فرآیند تولید، توزیع و قیمت‌گذاری برق و گاز طبیعی اشاره کرد که مستلزم خروج این بازارها از انحصار بخش دولتی در ایران است. در سال‌های گذشته، پرداخت نشدن مطالبات معوق نیروگاه‌های تولید برق - به ویژه نیروگاه‌های حرارتی - نقش قابل توجهی در ایجاد و گسترش ناترازی در شبکه برق ایران داشته است. در نتیجه ناترازی بودجه صنعت برق، بخش قابل توجهی از مطالبات شرکت‌های فعال در این حوزه پرداخت نمی‌شود و به تبع آن منابع مالی این شرکت‌ها برای سرمایه‌گذاری بیشتر کاهش می‌یابند. این مسأله به ایجاد نوعی دافعه برای سرمایه‌گذاران بالقوه در صنعت برق دامن می‌زند و از طرفی با کاهش روند سرمایه‌گذاری در این صنعت، عملاً میزان افزایش سالانه ظرفیت نیروگاه‌ها را محدود کرده و ناترازی در میزان تولید و مصرف بازار برق را به همراه دارد. با کاهش یارانه قیمتی و پرهیز از انباشت مطالبات بخش خصوصی، می‌توان توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر - به ویژه نیروگاه‌های خورشیدی - را دستور کار قرار داد. در مقابل، سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های حرارتی به دلیل محدودیت‌های موجود در تأمین گاز طبیعی و سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های هسته‌ای به علت هزینه‌های زیاد، چالش‌های زیست‌محیطی و موانع تأمین سوخت، چندان قابل توجیه نیست. اما نیروگاه‌های تجدیدپذیر خورشیدی و بادی نه تنها از ظرفیت قابل توجهی برای تولید برق در کشور برخوردارند، بلکه به حجم سرمایه‌گذاری کمتری نسبت به سایر نیروگاه‌ها نیاز دارند و همچنین می‌توانند به صورت واحدهای کوچک و پراکنده در نقاط مختلف احداث شوند. البته زمانی سرمایه‌گذاری گسترده در نیروگاه‌های تجدیدپذیر منطقی می‌شود که اصلاحات اقتصادی لازم صورت گرفته و قیمت انرژی در بازاری شفاف بدون مداخله دولتی (چه در طرف عرضه و چه در طرف تقاضا) تعیین شود.

طبیعتاً تا زمانی که انحصار عرضه انرژی (نفت و گاز طبیعی) و متعاقباً انحصار توزیع برق در اختیار دولت است، نمی‌توان امید چندانی به شفاف شدن بازار انرژی بدون مداخله دولتی داشت. به همین دلیل تمام راهکارهای کوتاه‌مدت عنوان‌شده در نهایت با مداخله دولتی در فرآیند قیمت‌گذاری و عرضه انرژی به شکست خواهند انجامید. بنابراین لازم است در چارچوب یک راهبرد بلندمدت، فرآیند آزادسازی بازار انرژی در ایران به گونه‌ای برنامه‌ریزی و اجرا شود که علاوه بر بخش‌های توزیع و قیمت‌گذاری، فرآیند تولید نفت و گاز طبیعی در ابتدای زنجیره ارزش نیز از انحصار دولت خارج شده و رقابت سالم میان شرکت‌ها جهت ارتقای بهره‌وری و نوآوری فراهم شود. به بیان دیگر، لازم است برای رفع انحصار دولت در حوزه انرژی، قراردادهای بخش بالادست نفت و گاز با رویکرد انتقال مالکیت به بخش

خصوصی مورد تجدید نظر قرار گرفته و صدور مجوزهای مربوط به عملیات اکتشاف و استخراج نیز از انحصار دولت خارج شود تا زمینه‌ای رقابتی و شفاف برای مشارکت مؤثر همه شرکت‌های بخش خصوصی فراهم شود. این رویکرد که نمونه‌های موفق آن در کشورهایی همچون نروژ، کانادا، بریتانیا و استرالیا اجرایی شده است، علاوه بر کاهش بار مالی دولت، زمینه جذب سرمایه‌گذاری خارجی و داخلی، بهبود فناوری و افزایش بهره‌وری در صنعت انرژی را فراهم می‌کند. تجربه این کشورها نشان داده است که آزادسازی حوزه انرژی، علاوه بر تقویت رشد اقتصادی و ایجاد فرصت‌های اشتغال جدید، تاب‌آوری بخش انرژی در برابر شوک‌های بیرونی و بحران‌های جهانی را نیز افزایش می‌دهد.

۹. نکات کلیدی

• ظرفیت اسمي نیروگاه‌هاي تولید برق ایران از ۲۹/۰ گیگاوات در پایان سال ۱۳۸۰ با نرخ رشد مرکب سالانه ۵/۳ درصدی به ۹۴/۶ گیگاوات در پایان سال ۱۴۰۳ رسیده است. با وجود این، حداکثر توان تولید واقعی در شبکه سراسری در سال ۱۴۰۳ حدود ۶۲/۱ گیگاوات ثبت‌شده که بیانگر شکاف بین ظرفیت نصب‌شده و تولید عملی است.

• در سال‌های اخیر، ناترازی برق ریشه در محدودیت تأمین گاز طبیعی، مداخلات قیمتی دولت، پیامدهای سیاست صنعتی پس از تحریم‌ها، ناکارآمدی و فرسودگی نیروگاه‌های حرارتی و اثرگذاری تحریم‌های اقتصادی بر سرمایه‌گذاری و فناوری داشته است.

• با توجه به برنامه افزایش ۴/۲ گیگاواتی تولید واقعی برق تا پایان سال ۱۴۰۴ و رشد سالانه ۶/۲ درصدی تقاضای برق و وجود ناترازی حدود ۲۰ تا ۲۵ گیگاواتی برق در تابستان ۱۴۰۴، پیش‌بینی می‌شود ناترازی عرضه و تقاضای برق در سال ۱۴۰۵ نیز به قوت خود پایدار باشد.

• تا پایان خرداد ۱۴۰۴، انرژی‌های تجدیدپذیر (غیر از برق‌آبی بزرگ) تنها ۱/۹ درصد از ظرفیت تولید برق ایران را تشکیل داده‌اند، رقمی که فاصله قابل توجهی با میانگین جهانی دارد.

• حجم مصرف گاز طبیعی ایران از حدود ۶۶/۳ میلیارد متر مکعب در سال ۱۳۸۰ با نرخ رشد مرکب سالانه ۶/۴ درصدی به ۲۴۳/۸ میلیارد متر مکعب در سال ۱۴۰۱ افزایش یافته است.

• بر اساس آخرین آمار رسمی، ناترازی گاز در سال ۱۴۰۱ به طور متوسط در سه ماه سرد سال روزانه ۲۲۵ میلیون متر مکعب و در سردترین ماه سال ۳۱۵ میلیون متر مکعب بوده است.

• در صورت عدم سرمایه‌گذاری حدود ۲۰ میلیارد دلاری برای احداث ایستگاه‌های تقویت فشار گاز در پارس جنوبی، برآورد می‌شود تولید این میدان تا سال ۲۰۳۰ هر سال ۱۰ میلیارد متر مکعب (معادل ۵ درصد تولید فعلی آن) کاهش پیدا کند. ناترازی برق در ساعات پیک در تابستان ۱۴۰۴ به حدود ۲۵ گیگاوات رسیده است. برآوردها نشان می‌دهند که مؤثرترین گزینه برای جبران این شکاف، توسعه نیروگاه‌های خورشیدی و بادی است که تحقق آن مستلزم سرمایه‌گذاری حدوداً ۱۵ تا ۳۰ میلیارد دلاری خواهد بود.

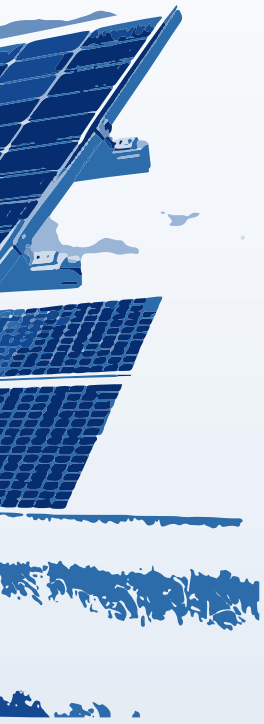
• یکی از مهمترین چالش‌های انرژی خورشیدی، ماهیت ناپیوسته تولید برق ناشی از تغییرات شدت تابش خورشید است. کشورهای پیشرفته برای مقابله با این چالش از راهکارهایی مانند تبدیل برق خورشیدی به هیدروژن، ذخیره‌سازی انرژی با استفاده از هوای فشرده و همچنین احداث سدهای مصنوعی بهره گرفته‌اند.

۱۰. منابع

۱- انجمن تولیدکنندگان فولاد ایران، گزارش مقایسه‌ای آمار تولید، مصرف، صادرات و واردات فولاد کشور؛
۲- بانک خاورمیانه، بررسی صنعت سیمان ایران در سال ۱۴۰۲؛
۳- بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، حساب‌های ملی؛
۴- خبرگزاری ایرنا، رکوردشکنی شرکت انتقال گاز در سرمای ۱۴۰۳، کد خبر: ۸۵۷۸۷۹۰۱؛
۵- سازمان بورس و اوراق بهادار، اداره میزهای صنعت و رتبه‌بندی ناشران، بولتن ماه‌های مختلف؛
۶- سازمان غذا و دارو، آمارنامه دارویی سال‌های مختلف؛
۷- شرکت مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر)، ۵۷ سال صنعت برق ایران در آینه آمار؛
۸- شرکت مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر)، اطلاعات ماهانه پیک سراسری؛
۹- مرکز آمار ایران، حساب‌های ملی؛
۱۰- مرکز پژوهش‌های مجلس، ناترازی گاز طبیعی در کشور؛
۱۱- مؤسسه تدبیر اقتصاد، میادین مشترک نفت و گاز کشور؛ چالش‌ها، فرصت‌ها و آینده پیش رو، ۱۳۹۵؛
۱۲- وزارت نفت ایران، صورت‌های مالی حسابرسی‌شده شرکت‌ها؛
۱۳- وزارت نیروی ایران، ترازنامه انرژی سال‌های مختلف؛
۱۴- وزارت نیروی ایران، گزارش‌های عملکرد صنعت آب و برق؛

15- International Energy Agency (IEA); World Energy Outlook 2024;
16- OPEC, Annual Statistical Bulletin 2024;
17- QatarEnergy, Annual Report 2023;
18- U.S. Energy Information Administration (EIA), Country Analysis Brief: Iran, 2024;
19- U.S. Energy Information Administration (EIA), World Oil Transit Chokepoints;
20- World Bank, Rajbhandari, Ashish and Zhang, Fan, Does Energy Efficiency Promote Economic Growth, 2017;
21- World Steel Association, World Steel in Figures, 2023.

این صفحه به ضرورت صفحه‌آرایی سفید گذاشته شده است



ساختمان ادارات مرکزی بانک خاورمیانه

ساختمان شماره ۱

تهران، خیابان احمد قصیر (بخارست)، نبش خیابان پنجم، شماره ۲

تلفن: ۸۰۰۰ ۴۲۱۷ - ۰۲۱ دورنگار: ۲۳۸۳ ۹۱۲۱ - ۰۲۱

کدپستی: ۱۵۱۳۶۴۵۷۱۷ صندوق پستی: ۴۴۴۵-۱۵۸۷۵

ساختمان شماره ۲

تهران، خیابان احمد قصیر (بخارست)، خیابان ششم، شماره ۲۶

تلفن: ۹۰۸۱ ۸۸۵۰ - ۰۲۱ دورنگار: ۶۹۴۹ ۸۸۷۵ - ۰۲۱

کدپستی: ۱۵۱۴۶۴۴۱۱۴ صندوق پستی: ۴۴۴۵-۱۵۸۷۵

www.middleeastbank.ir

info@middleeastbank.ir